

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



TESIS

**“RIESGO E INCERTIDUMBRE EN LA EVALUACIÓN ECONÓMICA
DEL PROYECTO DE PERFORACIÓN DE POZOS DE DESARROLLO”**

PRESENTADA POR:

Bach. ALEXANDER MANUEL TROYA JIMÉNEZ

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETRÓLEO**

**LINEA DE INVESTIGACIÓN: APROVECHAMIENTO Y GESTIÓN SOSTENIBLE
DEL AMBIENTE Y LOS RECURSOS NATURALES**

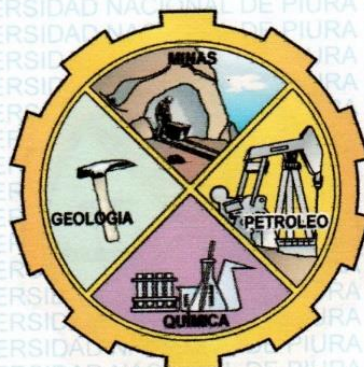
PIURA - PERU

2018

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA

FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS


ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE PETROLEO



**“RIESGO E INCERTIDUMBRE EN LA EVALUACIÓN ECONÓMICA
DE PROYECTOS DE PERFORACIÓN DE POZOS DE DESARROLLO”**

TESIS

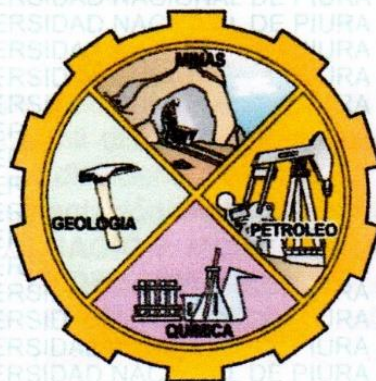
**PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS PARA OPTAR
EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETRÓLEO**


DR. ING. JUAN F. MOREANO SEGOVIA
PRESIDENTE


ING. ORLANDO B. ZAPATA COLOMA M.Sc.
SECRETARIO


ING. JUAN C. ALIAGA RODRÍGUEZ M.Sc.
VOCAL

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



**“RIESGO E INCERTIDUMBRE EN LA EVALUACIÓN ECONÓMICA
DEL PROYECTO DE PERFORACIÓN DE POZOS DE DESARROLLO”**

TESIS

**PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS PARA OPTAR
EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETRÓLEO**

BACH. ALEXANDER MANUEL TROYA JIMÉNEZ
EJECUTOR

ING. JOSÉ CHUNGA PALACIOS
CO-ASESOR

DR. ING. WILMER AREVALO NIMA
ASESOR



UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERIA DE MINAS
DECANATO

"AÑO DEL DIÁLOGO Y LA RECONCILIACIÓN NACIONAL"


ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

Los Miembros del Jurado Calificador nombrados mediante Resolución N° 602-CF-2018, de fecha diecinueve de junio de dos mil dieciocho, que suscriben, reunidos el día jueves dos de agosto de dos mil dieciocho, a horas 12:00 m., en el aula del PROMAINA - FIM, para la sustentación de la Tesis titulada **"RIESGO E INCERTIDUMBRE EN LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO DE PERFORACIÓN DE POZOS DE DESARROLLO"**, conducida por el señor Bachiller en Ingeniería de Petróleo **TROYA JIMÉNEZ ALEXANDER MANUEL**. Efectuadas las observaciones y dadas las respuestas, lo declaran:

APROBADO

En consecuencia, queda en condición de ser calificado **APTO** y solicitar al Consejo Universitario de la Universidad Nacional de Piura, le otorgue el **TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETRÓLEO**, de conformidad con lo estipulado en las normas legales vigentes de la Universidad Nacional de Piura.

Piura, 02 de agosto de 2018.


DR. ING° JUAN F. MOREANO SEGOVIA
Presidente del jurado calificador


ING° ORLANDO B. ZAPATA COLOMA M.Sc.
Secretario del jurado calificador


ING° JUAN C. ALIAGA RODRÍGUEZ M.Sc.
Vocal del Jurado Calificador.

YMN.

DEDICATORIA

A Dios por darme la fuerza espiritual.

A mis padres por haberme formado con valores y con su amor y paciencia me han impulsado a seguir adelante.

A todos mis Hermanos por estar siempre conmigo en las buenas y en las malas.

A mi Esposa y mis hijos Esteban y Luana, que son el motor que me impulsan a seguir persiguiendo mis sueños y aspiraciones, y a mi angelita Aitana que desde el cielo me cuida y me guía por el buen camino.

Alexander Manuel

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, quiero agradecer a: mi profesor Asesor Dr. Ing. Wilmer Arévalo Nima y a mi Profesor Co-Asesor, Ing. José Chunga Palacios, por su apoyo constante y permanente, quienes con su valiosa orientación académica y profesional me incentivaron para la culminación del presente trabajo de Tesis.

A toda la Plana Docente de la Escuela profesional de Ingeniería de Petróleo, de la Facultad de Ingeniería de Minas, de la Universidad Nacional de Piura, por sus valiosos conocimientos impartidos durante mi formación profesional.

Y en especial, quiero expresar mi agradecimiento a los siguientes docentes: Dr. Ing. Wilmer Arévalo Nima, M. Sc, Ing. Gregorio Mechato Quintana e Ing. José Chunga Palacios que contribuyeron con su experiencia académica en la realización y culminación del presente trabajo de Tesis.

Alexander Manuel

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO

BACH. ALEXANDER MANUEL TROYA JIMÉNEZ

**“RIESGO E INCERTIDUMBRE EN LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE
PROYECTOS DE PERFORACIÓN DE POZOS DE DESARROLLO”**

RESUMEN

El presente proyecto de tesis tiene la finalidad de distinguir el título de ingeniero de petróleo, es un análisis del riesgo e incertidumbre que presentan los proyectos de perforación de pozos de desarrollo. Para ello con información disponible se diseñó un modelo estático de un yacimiento el cual está conformado por dos zonas productoras y cuenta con 10 pozos perforados en dichas zonas.

Para realizar este análisis se utilizó el método de simulación Monte Carlo con ayuda del software especializado en la gestión del riesgo Crystal Ball, el cual utiliza una hoja de cálculo de Excel para realizar dicha simulación.

Luego, se realizó un análisis económico del proyecto y para ello se procedió a crear un modelo de flujo de caja determinístico, es decir con valores promedios para obtener el valor del indicador de rentabilidad que para este caso es el Valor Presente Neto (VAN).

Una vez realizada el flujo de caja determinístico, se procedió a identificar las variables riesgosas tales como: precio del petróleo, tasa inicial de producción, inversión del proyecto (CAPEX) y el costo operativo (OPEX), para luego con la data disponible modelar su distribución de probabilidades de cada variable.

Para realizar el análisis del riesgo a que está sujeto este proyecto de tesis se realizaron 10,000 iteraciones, logrando así obtener la distribución probabilística de la variable de salida y de esta manera determinar la probabilidad de éxito de nuestro proyecto, tomando como indicador de rentabilidad al Valor Presente Neto

Palabras Clave: Incertidumbre, Yacimiento, Análisis Económico, Determinístico, Probabilidades, Pozos de Desarrollo

NATIONAL UNIVERSITY OF PIURA
FACULTY OF MINING ENGINEERING
PROFESSIONAL SCHOOL OF PETROLEUM ENGINEERING

BACH. ALEXANDER MANUEL TROYA JIMÉNEZ

**"RISK AND UNCERTAINTY IN THE ECONOMIC EVALUATION OF
DEVELOPMENT WELLS PERFORATION PROJECTS"**

SUMMARY

The present thesis project has the purpose of distinguishing the title of petroleum engineer, it is an analysis of the risk and uncertainty presented by the drilling projects of development wells. To do this, with available information, a static model of a deposit was designed, which is made up of two production zones and has 10 wells drilled in those areas.

To carry out this analysis, the Monte Carlo simulation method was used with the help of software specialized in Crystal Ball risk management, which uses an Excel spreadsheet to perform said simulation.

Then, an economic analysis of the project was carried out and for this purpose a deterministic cash flow model was created, that is to say with average values to obtain the value of the profitability indicator that for this case is the Net Present Value (NPV).

Once the deterministic cash flow was carried out, we proceeded to identify the risky variables such as: oil price, initial production rate, project investment (CAPEX) and operating cost (OPEX), and then with the data available to model their probability distribution of each variable.

To carry out the analysis of the risk to which this thesis project is subject, 10,000 iterations were carried out, thus obtaining the probabilistic distribution of the output variable and in this way determining the probability of success of our project, taking Value as an indicator of profitability. Present Net

Key Words: Uncertainty, Deposit, Economic Analysis, Deterministic, Probabilities, Development Wells

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I	2
1.1. Antecedentes.....	2
1.2. Descripción del Problema	2
1.3. Formulación del Problema	3
1.4. Justificación del trabajo de tesis	3
1.5. Objetivo principal	4
1.6. HIPOTESIS.....	5
1.6.1. Hipótesis Principal	5
1.6.2. Hipótesis Secundarias	5
 CAPITULO II.....	 6
MARCO TEÓRICO Y REFERENCIAL.....	6
2. MARCO REFERENCIAL	6
2.1.1. Evidencia Empírica Nacional	6
2.1.2. Evidencia Empírica Internacional	7
2.2. Marco teórico	8
2.2.1. Proyecto.	8
2.2.2. Tipología de los proyectos.....	9
2.2.3. Estudio de viabilidad de los proyectos.....	10
2.2.4. Etapas de los proyectos.....	11
2.2.5. Evaluación económica de proyectos.....	12
2.2.5.1. Conceptos básicos para la evaluación económica de proyectos	12
2.2.6. Indicadores de rentabilidad en la evaluación económica.....	13
2.2.6.1. Valor Actual Neto (VAN).....	13
2.2.6.2. Tasa interna de retorno (TIR).....	14
2.3. Incertidumbre.....	14
2.3.1. Generalidades de la estadística descriptiva.....	15
2.3.1.1. Medidas de tendencia central	16
2.3.1.2. Medidas de variabilidad.....	17
2.3.1.3. Medidas de Forma.....	18
2.3.2. Probabilidad	20

2.3.2.1. Variables Aleatorias.....	20
2.3.2.2. Distribución de probabilidades de variables continuas	21
2.3.3. Valor esperado de una variable aleatoria.....	22
2.3.3.1. Principales distribuciones de probabilidades de variables aleatorias continuas.	24
2.4. Gestión del Riesgo.....	34
2.4.1. Riesgos presentes en proyectos petroleros	34
2.4.2. Procesos para la gestión del riesgo.....	35
2.5. Análisis cuantitativo del riesgo.....	39
2.5.1. Métodos no probabilísticos.....	40
2.5.1.1. Tasa de descuento ajustada a riesgo.....	40
2.5.1.2. Análisis de sensibilidad	40
2.5.2. Métodos probabilísticos.....	41
2.5.2.1. Valor actual neto esperado.....	41
2.5.2.2. Simulación Monte Carlo	43
2.5.2.3. Simulación Montecarlo con CRYSTAL BALL	44
2.5.2.4. Variables de Entrada.....	45
2.5.2.5. Variable de Salida	46
CAPITULO III	47
DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA DE ESTUDIO	47
3. INTRODUCCIÓN	47
3.1. Regímenes y Geometría de Flujo en el yacimiento Modelado.....	48
3.1.1. Regímenes de flujo	48
3.1.1.1. Flujo continuo.....	48
3.1.1.2. Flujo semicontinuo.....	48
3.1.1.3. Flujo transitorio o no continuo	49
3.1.2. Geometría de flujo	49
3.1.2.1. Flujo lineal.....	49
3.1.2.2. Flujo radial	50
3.1.2.3. Flujo esférico	51
3.2. Geometría de Flujo Radial de los Pozos Existentes.....	51
3.2.1. Análisis del Estado Mecánico de los Pozos Productores.....	52
3.2.2. Producción del Yacimiento	55

3.2.2.1. Pozo HXI-2	56
3.2.2.2. Pozo HXI-3	57
3.2.2.3. Pozo HXI-4	58
3.2.2.4. Pozo HXI-5	60
3.2.2.5. Pozo HXI-6	61
3.2.2.6. Pozo HXI-7	62
3.2.2.7. Pozo HXI-8	63
3.2.2.8. Pozo HXI-9	64
3.2.2.9. Pozo HXI-10	65
3.2.2.10. Pozo HXI-11	66
3.3. Propiedades de Roca Productora y de los Fluidos	67
3.3.1. Propiedades del Medio Poroso	67
3.3.1.1. Porosidad.....	67
3.3.1.2. Saturación de los fluidos	68
3.3.1.3. Permeabilidad	69
3.3.2. Propiedades del Petróleo	71
3.3.2.1. Densidad del Petróleo.....	71
3.3.2.2. Viscosidad del Petróleo	71
3.3.2.3. Factor Volumétrico del Petróleo en el Yacimiento	72
3.3.2.4. Viscosidad del Agua de Formación	73
3.4. Mecanismos de Producción	74
3.4.1. Empuje hidráulico o acuífero.....	75
3.4.2. Empuje por Gas en Solución.....	76
3.4.3. Empuje por Capa de Gas	76
3.4.4. Factor de Recobro	77
3.5. Cálculos de Reservas del Área de Estudio	79
3.5.1. Petróleo Original In- Situ (POES).....	79
3.5.2. Reservas	80
3.5.2.1. Reservas Probadas.....	81
3.5.2.2. Reservas No Probadas.....	81
3.5.3. Métodos para la Estimación de las Reservas.....	81
3.5.3.1. Método volumétrico.....	82
3.5.3.2. Método de balance de materiales	82
3.5.3.3. Método de las curvas de declinación	83

3.5.3.3.1	Declinación exponencial.....	84
3.5.3.3.2	Declinación Hiperbólica	85
3.5.3.3.3	Declinación armónica.....	86
CAPITULO IV.....		87
UBICACIÓN DE LOS FUTUROS POZOS PRODUCTORES		87
4. INTRODUCCIÓN		87
4.1. Ubicación de los nuevos pozos.....		87
4.2. Pozos vecinos.....		88
4.3. Reservas estimadas para los pozos a perforar.....		89
4.3.1.	Estimación de la tasa inicial de producción.....	91
4.3.1.1.	Distribución de probabilidad de permeabilidad.....	92
4.3.1.2.	Distribución de probabilidad del factor volumétrico del petróleo.	92
4.3.1.3.	Distribución de probabilidad de espesor neto (H)	93
4.3.2.	Pronóstico dela producción	95
CAPITULO V		97
5. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO		97
5.1. Consideraciones para la evaluación económica.....		97
5.2. Costo de perforación y completación		97
5.3. Costos operativos.....		99
5.4. Ingresos del proyecto		101
5.5. Flujo de caja		101
CAPITULO VI.....		104
6. ANÁLISIS DEL RIESGO E INCERTIDUMBRE DEL PROYECTO.....		104
6.1. Metodología de análisis.....		104
6.2. Distribución de probabilidades de las variables de entrada		104
6.2.1.	Distribución de probabilidad del precio del petróleo.....	105
6.2.2.	Distribución de probabilidad de tasa de producción	106
6.2.3.	Distribución de probabilidad de la inversión	108
6.2.4.	Distribución de los costos operativos	109
6.3. Análisis del Valor Actual Neto Estocástico como indicador de riesgo.....		110
6.3.1.	Resultados de la simulación	110

CAPITULO VI.....	114
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	114
7.1. CONCLUSIONES.....	114
7.2. RECOMENDACIONES	116
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	117
ANEXOS	119

LISTA DE TABLAS

TABLA 1:.....	24
TABLA 2.....	26
TABLA 3.....	27
TABLA 4.....	28
TABLA 5.....	30
TABLA 6.....	32
TABLA 7.....	33
TABLA 8.....	38
TABLA 9.....	54
TABLA 10.....	67
TABLA 11.....	70
TABLA 12.....	71
TABLA 13.....	79
TABLA 14.....	88
TABLA 15.....	89
TABLA 16.....	90
TABLA 17.....	98
TABLA 18.....	100
TABLA 19.....	103
TABLA 20.....	107

LISTADO DE FIGURAS

FIGURA 1. TIPOLOGÍA DE LOS PROYECTOS.....	10
FIGURA 2 CICLO DE LOS PROYECTOS.....	11
FIGURA 3. TASA INTERNA DE RETORNO	14
FIGURA 4. SIMETRÍA DE LAS CURVAS DE DISTRIBUCIÓN.....	19
FIGURA 5. CURTOSIS DE LAS CURVAS DE DISTRIBUCIÓN	19
FIGURA 6. PROBABILIDAD ILUSTRADA BAJO LA CURVA DE DISTRIBUCIÓN	22
FIGURA 7: DISTRIBUCIÓN NORMAL.....	25
FIGURA 8. DISTRIBUCIÓN GAMA.....	27
FIGURA 9. DISTRIBUCIÓN BETA.....	28
FIGURA 10. DISTRIBUCIÓN LOGNORMAL.....	29
FIGURA 11. DISTRIBUCIÓN EXPONENCIAL	30
FIGURA 11'. DISTRIBUCIÓN PERT	32
FIGURA 12. DISTRIBUCIÓN CONTINUA	33
FIGURA 13. PROCESO PARA LA GESTIÓN DEL RIESGO	36
FIGURA 14. PROCESO PARA LA IDENTIFICACIÓN DEL RIESGO.....	37
FIGURA 15. PROCESO PARA EL ANÁLISIS CUALITATIVO DEL RIESGO	38
FIGURA 16: PROCESO PARA LA CUANTIFICACIÓN DEL RIESGO.....	39
FIGURA 17. PROCESO PARA LA SIMULACIÓN MONTECARLO CON CRYSTAL BALL	45
FIGURA 18. DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDADES COMUNES DE LAS VARIABLES DE ENTRADA	46
FIGURA 19. DISTRIBUCIÓN DE NUESTRA VARIABLE DE ESTUDIO (VAN)	46
FIGURA 20. MODELO DEL YACIMIENTO EN ESTUDIO.....	48
FIGURA 21.DECLINACIÓN DE LA PRESIÓN CON RESPECTO AL TIEMPO	49
FIGURA 22. FLUJO LINEAL.....	50
FIGURA 23. FLUJO RADIAL	50
FIGURA 24. FLUJO ESFÉRICO	51
FIGURA 25. MODELO RADIAL PARA EL POZO HXI-10.....	52
FIGURA 26. DIAGRAMA DEL POZO HXI-10.....	53
FIGURA 27. HISTORIAL DE LA PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO	56
FIGURA 28. PRODUCCIÓN DEL POZO HXI-2.....	57
FIGURA 29. PRODUCCIÓN DEL POZO HXI-3.....	58

FIGURA 30. PRODUCCIÓN DEL POZO HXI-4.....	59
FIGURA 31. PRODUCCIÓN DEL POZO HXI-5.....	60
FIGURA 32. PRODUCCIÓN DEL POZO HXI-6.....	61
FIGURA 33. PRODUCCIÓN DEL POZO HXI-7.....	62
FIGURA 34. PRODUCCIÓN DEL POZO HXI-8.....	63
FIGURA 35. PRODUCCIÓN DEL POZO HXI-9.....	64
FIGURA 36. PRODUCCIÓN DEL POZO HXI-10.....	65
FIGURA 37. PRODUCCIÓN DEL POZO HXI-11.....	66
FIGURA 38. DISTRIBUCIÓN DE LA POROSIDAD EN EL YACIMIENTO	68
FIGURA 39. PERMEABILIDAD DE PETRÓLEO KRO Y AGUA KRW VS SATURACIÓN.	69
FIGURA 40. DISTRIBUCIÓN DE LA PERMEABILIDAD DEL YACIMIENTO.....	70
FIGURA 41. VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO	72
FIGURA 42. FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO	73
FIGURA 43. PRODUCCIÓN TÍPICA POR EMPUJE DE AGUA.....	75
FIGURA 44. PRODUCCIÓN TÍPICA POR GAS DISUELTO.....	76
FIGURA 45. PRODUCCIÓN POR CAPA DE GAS	77
FIGURA 46. TASA DE DECLINACIÓN.....	84
FIGURA 47. UBICACIÓN DE LOS NUEVOS POZOS EN EL YACIMIENTO.....	87
FIGURA 48. FLUJO RADIAL PARA EL POZO XZ-1	90
FIGURA 49. DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DE LA PERMEABILIDAD.....	92
FIGURA 50. DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO.....	93
FIGURA 51. DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DEL ESPESOR NETO	94
FIGURA 52. DISTRIBUCIÓN PROBABILÍSTICA DE LA TASA INICIAL DE PRODUCCIÓN	94
FIGURA 53. PRODUCCIÓN DEL PROYECTO	96
FIGURA 54. PROYECCIÓN DE LOS INGRESOS	101
FIGURA 55. FLUCTUACIONES DEL PRECIO DEL PETRÓLEO	105
FIGURA 56. DISTRIBUCIÓN PROBABILÍSTICA DEL PRECIO DEL PETRÓLEO	106
FIGURA 57. DISTRIBUCIÓN DE LA TASA DE PRODUCCIÓN.....	107
FIGURA 58. DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN	109
FIGURA 59. DISTRIBUCIÓN DE LOS COSTOS DE PRODUCCIÓN	110

FIGURA 60. DISTRIBUCIÓN DE LA VARIABLE DE ENTRADA (VAN) MENOR A CERO	112
FIGURA 61. PROBABILIDAD DEL VAN MAYOR A CERO.....	112
FIGURA 62. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL PROYECTO	113

INTRODUCCIÓN

Cuando evaluamos proyectos petroleros, el riesgo y la incertidumbre son factores que se presentan con frecuencia. El primer factor considera que los supuestos usados para las proyecciones de las variables que miden la rentabilidad del proyecto se basan en la probabilidad de ocurrencia de la variable que deseamos pronosticar, en cambio la incertidumbre es una serie de eventos futuros a los que no podemos asignar una probabilidad de ocurrencia.

Un buen análisis económico debe contemplar todas las variables que ponen en riesgo la viabilidad económica del proyecto, para ello existen numerosos métodos y herramientas que nos ayudan a cuantificar el riesgo. La técnica que se utilizó en este trabajo de tesis es la simulación de Monte Carlo, el cual esta soportada con la herramienta Crystal Ball, de esta manera tendremos un mejor juicio para la toma de decisiones.

En las actividades de hidrocarburos en el Perú la gestión del riesgo para la toma de decisiones no se ha madurado, debido a la falta de profesionales especializados en esta área, esta deficiencia trae consigo la suspensión de muchos proyectos, porque no cuentan con una evaluación económica creíble y consistente que los guíe y se justifique en la toma de decisiones.

De esta manera, nace la necesidad de incorporar la cuantificación del riesgo en los proyectos de la industria petrolera, es por eso que, muchas empresas petroleras están incorporando en sus proyectos el área de gestión del riesgo con el objetivo de mitigar el riesgo y mejorar la toma de decisión, haciendo más viable y rentable los proyectos del sector hidrocarburos.

CAPÍTULO I

1.1. Antecedentes

Los proyectos en la industria de hidrocarburos presentan riesgos que van desde riesgos, geológicos, técnicos, políticos, financieros y económicos. Dichos riesgos, se debe a que los proyectos presentan variables inciertas que no son adecuadamente analizadas por los evaluadores de proyectos, esto trae consigo una serie de consecuencias, desde pérdidas económicas, insensibilidad de la seguridad hasta daños ambientales.

A continuación, mencionaremos un antecedente relevante con respecto al análisis del riesgo que presentaron en diferentes proyectos petroleros.

En el 2010 British Petroleum (BP) perdió miles de dólares por no tener presente el riesgo geológico que presentaba el golfo de México y diseño de completación de pozos respectivo, dicha empresa exploró en aguas profundas, dando como resultado el incendio de la plataforma Deepwater Horizon donde se perforaba un pozo exploratorio, ocasionando pérdidas económicas y daños ambientales irreversibles. El derrame fluyó sin interrupción durante tres meses desde el 20 de abril al 15 de julio de 2010, se estima 60,000 BOPD y un acumulado alrededor de los 5 MMBls (millones de barriles) de petróleo derramado.

La empresa de servicios petroleros Blade gestiona sus riesgo utilizando un software especializado en la cuantificación de riesgo, para Blade el tiempo de perforación es la variable que pone en riesgo sus proyectos de perforación, Blade hace interactuar el Ms Project y @risk para estimar la probabilidad de un posible retraso en las fases de perforación.

1.2. Descripción del Problema

Las empresas que operan los lotes petroleros, tienen que afrontar una serie de riesgos, siendo este la cuantificación del riesgo económico en sus proyectos, como por ejemplo, cuantificar el riesgo en el cálculo de las reservas de hidrocarburos, riesgos en los métodos de producción artificial, riesgo en la perforación de pozos de desarrollo y riesgo en los proyectos de recuperación secundaria, esto debido a la incertidumbre de muchas variables que generan riesgo en los proyectos, tales como las propiedades petrofísicas, estimación de la tasa inicial de petróleo, precio del petróleo entre otras. Todas estas variables tienen una correlación negativa o positiva

en los flujos de caja del proyecto y como consecuencia la rentabilidad de la compañía.

La caída del precio del petróleo es un riesgo que muchas empresas petroleras asumen y se tiene que estar preparado para ello, lo que trae consigo que muchos proyectos en este sector fuesen paralizados. Es por eso que nace la necesidad de introducir el riesgo en la evaluación económica de proyectos petroleros, para que así tengamos una idea más clara de los riesgos que se enfrentan y así poder mitigarlo.

1.3. Formulación del Problema

El presente estudio pretende resolver el problema **riesgo económico presente en proyectos de perforación de pozos de desarrollo** para la cual se generará una pregunta que pretenderemos resolver en el desarrollo de la tesis.

¿Qué variables técnico económica hacen que el proyecto de perforación de pozos de desarrollo se considere riesgoso?

Siguiendo con este análisis es necesario responder también algunas preguntas específicas:

1. ¿Cuál es la probabilidad de reducir los riesgos en las diferentes actividades de hidrocarburos?
2. ¿Cuál es la relación que existe entre el precio del petróleo y el valor actual neto (VAN)?
3. ¿De qué manera la declinación de la tasa de flujo de producción influye en la rentabilidad del proyecto?
4. ¿Cuál es el impacto de las variables petrofísicas del reservorio sobre el valor actual neto VAN?
5. ¿Qué distribuciones de probabilidad presentas las variables de entrada?
6. ¿Qué información obtendremos con el análisis de sensibilidad?

1.4. Justificación del trabajo de tesis

El presente estudio se justifica porque como se menciona en la evidencia empírica, en el Perú, hay muchos proyectos relacionados a la explotación de hidrocarburos que incorporan el riesgo en su evaluación económica en la modalidad de sensibilidad económica, y en un mundo con economías tan cambiantes, tener que incorporar la integridad del riesgo es de mucha ayuda para la toma de decisiones con la gerencia.

También nos permitirá tener una visión más detallada, acerca de las variables que impactan en el éxito del proyecto, esto gracias a la ayuda de los simuladores especializados en la evaluación y cuantificación del riesgo, este análisis nos ayudará a gestionar las variables más sensibles del proyecto y así lograr el objetivo del proyecto.

Con ayuda de este estudio, los ingenieros de las diferentes áreas del proyecto pondrán dar énfasis en las variables más sensibles, por ejemplo, para el departamento de ingeniería de perforación el tiempo de perforación es una variable crítica; para el departamento de reservorios el cálculo de las reservas está correlacionada con el nivel de incertidumbre de las propiedades petrofísicas y de fluido; para el departamento de producción la tasa de flujo de los fluidos en el subsuelo es una variable que se discute día a día y de esta manera el departamento de producción diseñará el mecanismo de producción óptimo; y, por ultimo para el departamento de planificación y evaluación del proyecto, el precio del petróleo es la variable que impactará en la rentabilidad de este proyecto.

Con lo explicado, este proyecto de tesis contribuirá con los diferentes estudios relacionados a la evaluación de proyectos petroleros, incorporando el análisis de riesgo que presenta relacionados con la incertidumbre que presentan de distintas variables presentes en este trabajo de tesis.

Otro punto importante para justificar este estudio, es que se cuenta con software especializado que incorpora en su análisis el método de simulación Montecarlo para la gestión del riesgo, haciendo más sencillo y con mayor claridad la cuantificación de este.

Para el presente estudio se cuenta con data tanto de las propiedades petrofísicas, propiedades de los fluidos del reservorio e historial de producción, provenientes de pozos de desarrollo, lo que permitirá facilitar el análisis, ya que para realizar la simulación se requiere suficiente data para lograr tener la distribución de probabilidades de las variables de entrada y por consiguiente estimar la probabilidad de ocurrencia de nuestra variable de salida VAN.

1.5. Objetivo principal

El siguiente estudio tiene como objetivo principal analizar, identificar, cuantificar y describir el riesgo en la evaluación económica de proyectos de perforación de pozos

de desarrollo, para la toma de decisiones, utilizando la técnica de simulación Monte Carlo, la cual se ejecutará mediante el software Crystal Ball.

Objetivos específicos

1. Analizar la relación existente entre el ingreso de las variables de reservorio y producción con el indicador de salida de rentabilidad del Valor Actual Neto del proyecto.
2. Estimar la declinación de la tasa de flujo de producción
3. Definir la distribución de probabilidades de las variables de entrada.

1.6. HIPOTESIS

1.6.1. Hipótesis Principal

Los proyectos de perforación de pozos de desarrollo, presentan un alto grado de riesgo, debido al alto grado de impacto que tiene la variabilidad de la tasa de producción y el precio del petróleo, sobre el indicador VAN.

1.6.2. Hipótesis Secundarias

1. Existe una relación negativa entre el precio del petróleo y el Valor Actual Neto.
2. Alta declinación de tasa de producción influye de manera negativa a la rentabilidad del proyecto.
3. Las variables de entrada tienen una distribución de probabilidad diferente a la distribución normal.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO Y REFERENCIAL

2. Marco referencial

Este estudio está fundamentado en la evidencia empírica de diferentes tesis y documentos de investigación, realizadas tanto a nivel nacional como internacional relacionado el análisis y cuantificación de los diferentes tipos de riesgos presentes en la industria del petróleo. De estos estudios se rescatará la importancia de su metodología que se ha empleado y sus variables que han considerado relevantes a la hora de hacer sus análisis económicos del proyecto.

2.1.1. Evidencia Empírica Nacional

Dentro de los diferentes estudios revisados referente a los riesgos existentes en la industria de petróleo, encontramos a Abio Alvarado Maldonado (2012), en su tesis Análisis Probabilístico de Riesgo a Proyectos de Explotación de Pozos de Petróleo y Gas. El autor hace un estudio general de los diferentes riesgos presentes en la explotación de petróleo, entre sus análisis tenemos:

- Análisis probabilístico del riesgo existente en la estimación de petróleo original en sitio (POES), en este análisis hace una comparación de un cálculo determinístico y otro probabilístico del POES y observa que la variabilidad de las variables petrofísicas del reservorio y las propiedades del petróleo, tales como porosidad, espesor de la arena productora, factor volumétrico del petróleo y saturación del agua de formación tienen un impacto en el cálculo del POES, entonces estas se consideran variables riesgosas para la explotación de hidrocarburos, ya que impactarían en la rentabilidad del proyecto.
- Análisis probabilístico de riesgo de la actividad de perforación, para este análisis las variables relevantes son el tiempo de perforación, variables intrínsecas en las actividades de perforación y tasa resultante de flujo de petróleo. La variabilidad del tiempo de perforación debido a problemas de agarre de tubería elevarían la inversión del proyecto y por ende su rentabilidad.

Con respecto a la tasa de flujo del petróleo, su declinación en la vida útil del proyecto también afectaría la rentabilidad del proyecto, es por eso que el actor hace un pequeño análisis de los diferentes modelos para estimar la tasa de flujo del petróleo en el proyecto, entre los modelos analizados tenemos, el modelo de Vogel el cual hace uso del índice de productividad futura (IPR) basándose en el cálculo analógico de la tasa inicial petróleo a partir de datos de presión de otras formaciones con las mismas características. Otro modelo analizado es basado en la caracterización probabilística de las variables petrofísicas y de las propiedades de los fluidos que determinan el tipo de flujo que existe en el reservorio, haciendo uso de la técnica de análisis nodal, con estos métodos analizados se observa que la tasa de petróleo también influye en la rentabilidad del proyecto.

2.1.2. Evidencia Empírica Internacional

Entre los estudios internacionales revisados tenemos una serie de tesis y artículos de investigación relacionada al cálculo probabilístico del riesgo, utilizando la simulación Monte Carlo, que nos ayudarán a tener un alcance más amplio sobre el análisis y la cuantificación de este, entre estos estudios tenemos:

R. Motta, and G. Caloba, con su artículo de estudio Investment and Risk Analysis Applied to the Petroleum Industry que fue presentado en la conferencia de la SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Brisbane, Australia, 16–18 Octubre 2000.

En este artículo se presenta una perspectiva económica teniendo en consideración el factor riesgo que presentan los proyectos petroleros, el indicador utilizado para este artículo de investigación es el VAN (Valor Actual Neto), este indicador es calculado primero de manera determinística, es decir mediante valores promedios, luego mediante el uso de la simulación de Montecarlo se calcula el VAN (Valor Actual Neto) probabilístico que se encuentra en función de las distribuciones de probabilidades de los parámetros o diferentes variables del yacimiento en estudio, obteniendo así la probabilidad de éxito o fracaso del proyecto medido por la variabilidad del VAN (Valor Actual Neto).

Otro artículo consultado es el de Wiliam Bailey y Fiona Lamb que lleva como título Riesgos medidos, publicado en la revista Oilfield Review de la prestigiosa empresa Schlumberger.

Este artículo analiza la variabilidad los flujos de caja descontados y cómo este impacta en el VAN (Valor Actual Neto), mediante el método de simulación de Montecarlo. Para este estudio se utilizaron las distribuciones de probabilidades de las variables petrofísicas y el precio del petróleo, gracias a la ayuda de los simuladores especializados en la gestión de riesgo se obtuvo las diferentes distribuciones para estas variables mencionadas, teniendo así una distribución beta para el precio del petróleo, siendo esta la variable que más impacta en la rentabilidad, cabe mencionar que para este estudio se utilizó un modelo de yacimiento hipotético.

Siguiendo con los estudios revisados tenemos a Kelly Margarita Colmenares (2008) con su tesis titulada Análisis de Riesgo e Incertidumbre Aplicado la Evaluación Económica de Proyectos de Inyección de Vapor.

Este estudio, al igual que los otros mencionados analiza y cuantifica mediante la simulación Montecarlo el riesgo, pero visto desde el punto de vista técnico, es decir identificando variables técnicas involucradas en su generación de vapor, tratamiento y su transporte, utilizando como indicadores de salida la rentabilidad VAN (Valor Actual Neto) y la TIR (Tasa Interna de Retorno) para su evaluación.

Los resultados obtenidos mediante el cálculo probabilístico de los indicadores de rentabilidad, se obtuvo que las variables con mayor incertidumbre fueron la tasa de producción y el precio de petróleo.

2.2. Marco teórico

2.2.1. Proyecto.

Existen un gran número de conceptos para proyecto, según Baca (2010) un proyecto es la búsqueda de una solución planificada al planteamiento de un problema el cual pretende resolver una necesidad.

Para el PMI¹(2013) el tiempo en la que se ejecutan los proyectos es de gran importancia, es por ello que al proyecto lo define como un esfuerzo temporal que se lleva a cabo para crear un producto o servicio con un resultado único.

Proyecto de inversión.

Baca (2010), define a un proyecto de inversión como un plan que al asignarle un monto como capital e insumos de deferentes tipos, este producirá un bien o un servicio.

2.2.2. Tipología de los proyectos

En la industria petrolera existe una tipología muy amplia de los proyectos, desde proyectos tan complejos como exploración de hidrocarburos en aguas profundas hasta proyectos menos complejos como remplazo o reparación de equipos de bombeo.

La clasificación de proyectos puede ser en función a la finalidad de la inversión, en otras palabra, del objeto de la asignación de recursos, que nos permitan diferenciar entre proyectos que buscan crear nuevos negocios y proyectos que nos ayuden a evaluar un cambio a mejora en una empresa ya existente, aquí podemos diferenciar los proyectos que involucran la internalización de los servicios, remplazo, ampliación de la planta o abandono (Chain, 2001).

También los proyectos lo podemos clasificar en función de la finalidad del estudio, dicho de otra manera, de acuerdo a lo que se espera obtener con su realización, en este tipo de clasificación tendremos aquellos que nos muestran los diferentes formas de construir los flujos de caja (Chain, 2001).

- a. Estudios que nos ayuden a medir la rentabilidad del proyecto, independientemente de donde provengan la inversión.
- b. Estudios que nos indiquen cuál es la rentabilidad de los recursos invertidos en el proyecto.
- c. Estudios que nos muestren la capacidad que tiene el proyecto para poder enfrentar a todos los compromisos de pago asumidos por endeudamiento del proyecto.

¹ Project Management Instituto (PMI), organización sin fines de lucro que asocia a profesionales relacionados con la gestión de proyectos.

A continuación en la Figura 1 se muestra en forma general el esquema acerca de la tipología de los proyectos.

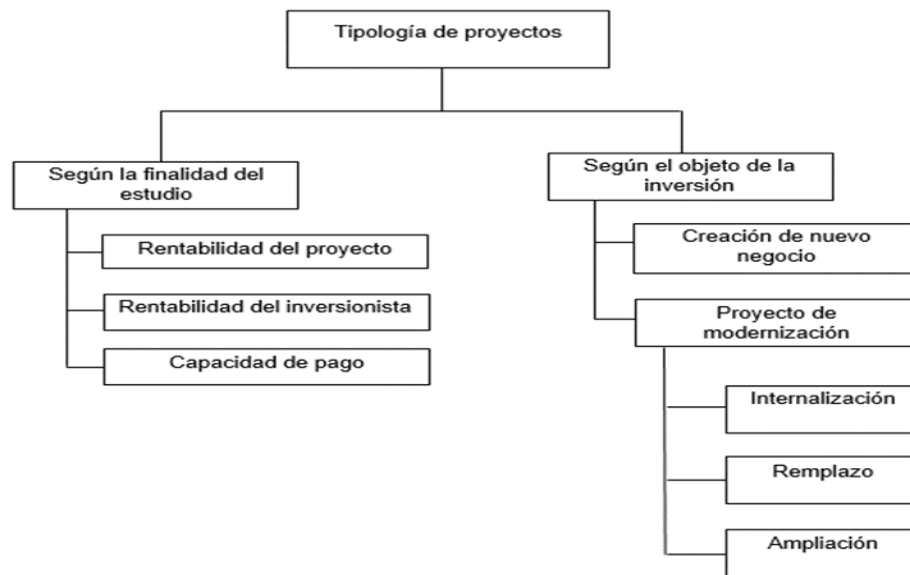


Figura 1. Tipología de los proyectos

Fuente: (Chain, 2001), adaptado de la figura 1.1, p. 9.

2.2.3. Estudio de viabilidad de los proyectos

Para que un proyecto se pueda ejecutar necesita tener diferentes tipos de viabilidades, de esta manera el proyecto no tendrá problemas a la hora de ser ejecutado evitando demoras.

Las viabilidades más comunes a tener presente en los proyectos de perforación de pozos de desarrollo pueden ser:

- a. Viabilidad técnica, la realizan los especialistas de cada área del proyecto aquí, se analiza si se puede realizar físicamente el proyecto, por ejemplo, el hecho que tengamos una batería de producción operando de la mejor manera, podamos adicionar más pozos a esta misma área considerando el análisis de geología y de reservorios, para ello necesitamos incrementar la capacidad de los tanques de almacenamiento o los separadores o construir otra.
- b. Viabilidad legal, consiste en tener todos los permisos posibles de las entidades gubernamentales, con el objetivo que no existan inconsistencias, conflictos o incumplimientos legales que pongan en peligro la operación del proyecto.

- c. Viabilidad económica, este es un análisis de los costos y beneficios del proyecto, es decir, estimará la rentabilidad del proyecto por sí mismo libre de financiamiento. esta es la parte que será analizada con más detalle en el desarrollo del estudio.
- d. Viabilidad ambiental, hoy en día para que un proyecto se lleve a cabo debe ser ambientalmente responsable, dicho de otras maneras, asegurarnos que el proyecto no genere distorsión con los impactos negativos al medio ambiente.

Tener presente que este estudio de viabilidad es diferente al Estudio de impacto Ambiental, puesto que aquí se hace un análisis de los costos tangibles, intangibles, directos o indirectos, que la empresa incurrirá a la mitigación de los riesgos ambientales que el proyecto trae consigo.

Económicamente, las medidas de mitigación de daños ambientales se adelantan con la prevención hasta el punto en que el valor marginal del daño evitado se iguale con el costo marginal del control de daños. Desde esta perspectiva también se busca minimizar el costo total del proyecto, para lo cual, es permisible un cierto nivel de daño ambiental residual, que en muchos casos no tiene un carácter permanente (Chain, 2001).

2.2.4. Etapas de los proyectos

Los proyectos tienen diferentes etapas, dependiendo al tipo, y magnitud del proyecto que se pretende realizar, las etapas que mencionaremos a continuación en la Figura 2 son las más comunes.

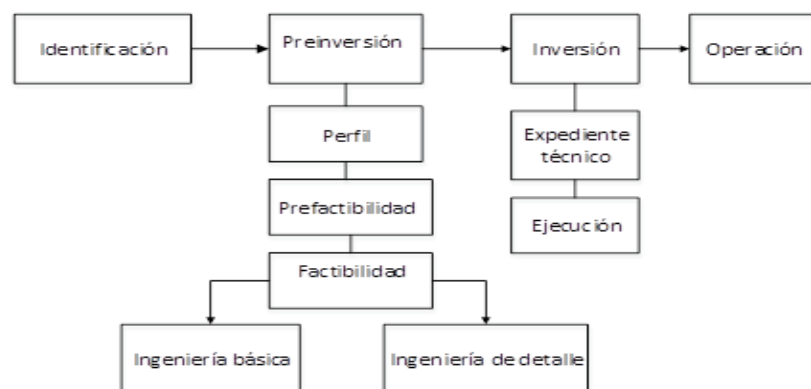


Figura 2 Ciclo de los proyectos.

Fuente: (Chain, 2001), adaptado de la figura 1.3, p. 15

- a. Identificación, este es primer paso en el proceso de los proyectos, aquí se identifica el problema que está afectando a una organización, para luego buscar las diferentes soluciones a los problemas identificados.
- b. Etapa de pre-inversión, en esta etapa se analiza la viabilidad económica y financiera de las posibles soluciones ya identificadas, esta etapa comprende los niveles de perfil, pre-factibilidad y factibilidad.
- c. Etapa de inversión, en esta se implementa el proyecto con la materialización de la inversión para luego poner en marcha el proyecto.
- d. Etapa de operación, es la etapa donde una vez hecha la inversión, pasa a ser ejecutada físicamente.

2.2.5. Evaluación económica de proyectos

Las organizaciones para la toma de decisiones necesitan hacer un análisis de la inversión, el cual requiere de un análisis de mercado, análisis técnico y las fuentes de financiación para sus proyectos planteados. A continuación, se describen algunos conceptos de la evaluación de proyectos.

- Según Folke Kafka (2004), la evaluación de proyectos no tiene teoría propia se hace más bien, combinando conceptos de varias disciplinas: economía, finanzas, planeamiento estratégico e ingeniería. Evaluar un proyecto implica identificar y cuantificar creativamente costos y beneficios de una idea o alternativa con el objetivo de crear valor.
- Para Baca (2010), el estudio de la evaluación económica es la parte final de toda secuencia de análisis de la factibilidad de un proyecto, en este momento, surge el problema sobre el método de análisis que se empleará para comprobar la rentabilidad económica del proyecto, sabiendo que el dinero disminuye su valor real con el paso del tiempo.

2.2.5.1. Conceptos básicos para la evaluación económica de proyectos

1. Flujo de caja: se puede decir que es un elemento importante para poder evaluar un proyecto de inversión, midiendo los ingresos y los egresos que el proyecto generados en un determinado tiempo.

2. Tiempo de evaluación: periodo establecido en el flujo de caja del proyecto, este depende de la vida útil de los activos de la operadora o de las reservas remanentes en el yacimiento.
3. Costo de oportunidad es la tasa de rendimiento esperada de una inversión en acciones ordinarias u otros títulos sujetos a los mismos riesgos que los del proyecto que se pretende ejecutar (BREALEY, MYERS, & ALLEN, 2010)
4. Adicionar la explicación de producción, costo operativo, regalías, impuestos, depreciación y VAN, TIR, PAYOUT y sensibilidad económica.

2.2.6. Indicadores de rentabilidad en la evaluación económica

2.2.6.1. Valor Actual Neto (VAN)

Según Villarreal (1998) el valor actual neto de un proyecto de inversión no es otra cosa que su valor medido en dinero de hoy, o expresado esta idea de otra manera, es el equivalente en dólares actuales de todos los ingresos y egresos, presentes y futuros que constituyen el proyecto.

Matemáticamente el VAN valor actual neto se representa con la siguiente expresión:

$$VPN = -I + \sum_{t=0}^n \frac{FCt}{(1 + COK)^t}$$

Donde:

FC: Flujo de caja del proyecto.

COK: Costo de oportunidad o tasa de descuento.

t:Tiempo

n: Vida útil del proyecto.

El criterio que se tiene para la toma de decisión en la evaluación de un proyecto, es para un VAN >0 el proyecto es rentable es decir la inversión que se asignó al proyecto genera ganancias, pero si el VAN<0 es todo lo contrario es decir el proyecto genera pérdidas.

2.2.6.2. Tasa interna de retorno (TIR)

Es la tasa de interés que iguala el valor futuro de la inversión con la suma de los valores futuros equivalente de las ganancias, comparando el dinero al final del periodo de análisis (Urbina, 2007). Esta es la rentabilidad promedio que se desea obtener en un periodo determinado, esta hace que el VAN sea igual a cero, su expresión matemática está dada a continuación.

$$VAN = -I + \sum_{t=0}^n \frac{FCt}{(1 + TIR)^t} = 0$$

Como criterio para la evaluación de proyectos, si la TIR es mayor a la tasa de descuento entonces estamos frente a un proyecto rentable. A modo de ejemplo se presenta la figura 3 donde se muestra un proyecto que tiene una tasa de descuento de 13% y la TIR del proyecto se aproxima a 20%, entonces podemos decir que este proyecto es rentable.

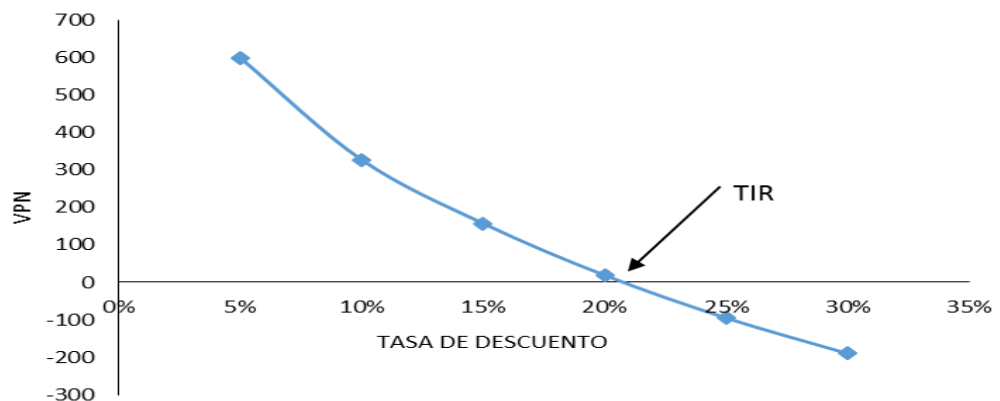


Figura 3. Tasa interna de retorno

Fuente: Elaboración propia

2.3. Incertidumbre

Decimos que existe incertidumbre cuando conocemos los diferentes valores que puede tener nuestra variable, pero no sabemos cuál sería la probabilidad de

ocurrencia de estos valores. Para que exista incertidumbre en los proyectos de inversión la información que manejamos no está completa, es falsa o presenta un sesgo considerable.

Se puede decir que en los proyectos de inversión la incertidumbre es todo lo que no podemos predecir, como por ejemplo, para proyectos petroleros no podemos predecir el precio de petróleo ya que este depende mucho del mercado, la oferta, demanda, política mundial, conflictos internacionales u otra variable impredecible podría ser la inversión, puesto que no se puede saber con certeza su retorno. De la misma forma tenemos las características petrofísicas como data de un reservorio de petróleo y con toda la tecnología que se dispone para poder caracterizarlas, no podemos decir que todos los puntos del reservorio en donde se ubican los pozos tendrán las mismas características petrofísicas, de esta manera, nace la importancia de realizar un análisis a la incertidumbre que acompaña a los proyectos de perforación de pozos de desarrollo.

Para entender un poco más acerca de cómo analizar la incertidumbre y el riesgo, es necesario tener conocimientos de la teoría de probabilidades y la estadística descriptiva, dichos conceptos serán definidos de manera breve, debido que su estudio no es parte esta tesis pero si importante para la interpretación de los resultados.

2.3.1. Generalidades de la estadística descriptiva

En la actualidad la estadística se usa en distintas áreas de investigación ya sean científicas, económicas o de ingeniería, esta respalda las conclusiones obtenidas en los estudios, rechazando o aceptando hipótesis basándose en el conocimiento científico, de esta manera, es más confiable la toma de decisiones.

La estadística es la ciencia que se encarga de recolectar, organizar, resumir y analizar datos para después obtener conclusiones a partir de ellos. De manera general, la estadística puede ser dividida en dos grandes áreas: estadística inferencial y estadística descriptiva. La estadística descriptiva es una colección de métodos para la organización, resumen y presentación de datos. La estadística inferencial consiste de un conjunto de técnicas para obtener, con determinado grado de confianza, información de una población con base en la información de una muestra (Rincón, 2007).

2.3.1.1. Medidas de tendencia central

Cuando hablamos de tendencia central nos estamos refiriendo a la existencia de un punto medio de una distribución. Estas medidas normalmente las utilizamos cuando todos nuestros datos son homogéneos, las medias de tendencia central son las siguientes:

1. Media

Es también conocida como media aritmética, se define como la suma de todos los datos observados, divididos entre el número de estos, su definición matemática es la siguiente.

$$\bar{X} = \frac{X_1 + X_2 \dots \dots + X_n}{n} = \frac{\sum X_n}{n}$$

2. Moda

Definiremos a la moda como el dato que más se repite en un grupo de datos o dicho de otra manera es el dato con mayor frecuencia.

Para datos agrupados la moda se puede calcular con la siguiente formula:

$$M_0 = L_{ir} + \left[\frac{d_1}{d_1 + d_2} \right] i$$

Ademas $d_1 = (f_1 - f_{i-1})$ y $d_2 = (f_1 - f_{i+1})$

Donde:

f_1 = frecuencia absoluta de la clase modal

f_{i-1} = frecuencia de la clase absoluta anterior a la clase modal

f_{i+1} = frecuencia de clase absoluta posterior a la de la clase modal

i = intervalo de clase

3. Mediana

También se le suele llamar media posicional, porque ubica exactamente a la mitad de una distribución de datos, esto quiere

decir que un 50% de los datos se ubican por debajo de la mediana y el otro 50% por encima de esta.

2.3.1.2. Medidas de variabilidad

Estas medidas nos proporcionan una información adicional que nos ayuda a evaluar la confiabilidad de nuestras medidas de tendencia central de una distribución, por ejemplo, si estamos frente a datos muy dispersos las medidas de tendencia central no serán tan significativas para su análisis debido a su variabilidad y para medir esa variabilidad nacen estas medidas que se mencionará adelante.

La variabilidad de procesos y productos es un hecho real en los sistemas científicos y de ingeniería: el control o la reducción de la variabilidad de un proceso a menudo es una fuente de mayores dificultades (Walpole, Myers, & Myers, 2012).

1. Varianza y Desviación Estándar

La varianza es definida como el promedio de las distancias elevadas al a cuadrado a la media del conjunto de datos, podemos decir que esta medida es un buen parámetro de dispersión, pero cabe recalcar que tienes algunos inconvenientes, el más resaltante es que sus unidades no tienen sentido, por ejemplo cuando tenemos datos que están en unidades monetarias, puesto que estas estaría elevadas al cuadrado.

Matemáticamente se define con la siguiente expresión.

$$Var(x) = S^2 = \frac{(X_1 - \bar{X})^2 + (X_2 - \bar{X})^2 + \dots + (X_n - \bar{X})^2}{n}$$

La desviación estándar nace para dar solución al inconveniente que muestra la varianza, esta es la raíz positiva de la varianza, tal como se muestra a continuación.

$$S = \sqrt{\frac{(X_1 - \bar{X})^2 + (X_2 - \bar{X})^2 + \dots + (X_n - \bar{X})^2}{n}}$$

2. Coeficiente de variación

Por lo mencionado, la desviación estándar, expresa la variación de los datos, pero que pasaría si tenemos una desviación estándar de 20 y media 10 unidades, decimos que estos resultados son significativos, pero por otra parte si tenemos una desviación estándar de 20 y un media de 4000 unidades, esta variación con respecto a la media es insignificante, es por eso que se recurre al coeficiente de variación.

El coeficiente de variación es esa mediada que nos representa la desviación estándar como porcentaje de la media y se expresa de la siguiente manera.

$$CV = \frac{S}{\bar{X}} 100\%$$

2.3.1.3. Medidas de Forma

1. Sesgo o coeficiente de asimetría

Las curvas de frecuencia o la distribución de probabilidad pueden ser simétrica o sesgadas. La forma de las curvas simétricas es tal que, la línea que pasa por el punto más pronunciado divide a esta en dos partes iguales, en este tipo de curvas la media, la moda y la mediana coinciden en el mismo punto.

Si notamos que las concentraciones de los valores están hacia un extremo entonces, estamos frente a una curva sesgada. Existe sesgo positivo cuando los valores disminuyen de manera gradual hacia el extremo derecho y sesgo negativo cuando los valores están concentrado al extremo izquierdo, tal como se muestra en la figura 4.

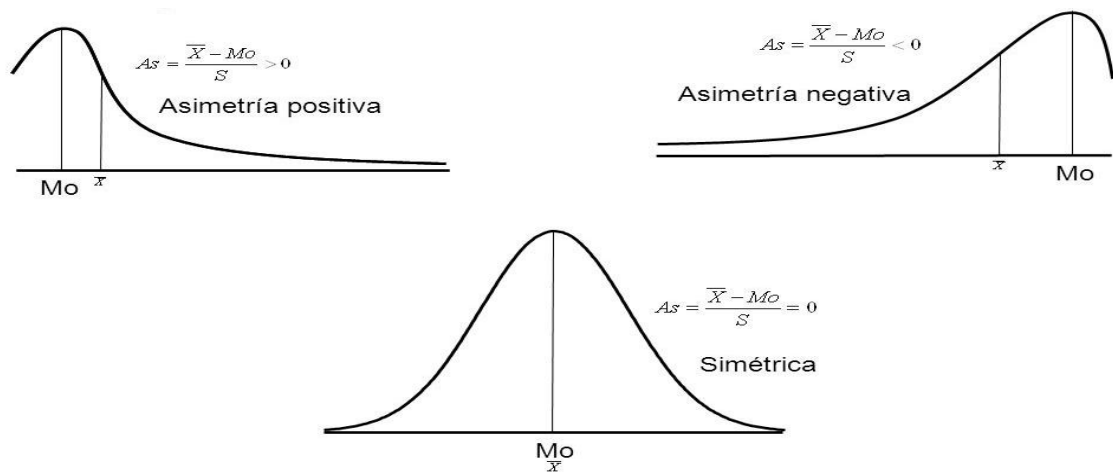


Figura 4. Simetría de las curvas de distribución

Fuente: (Canavos, 1988)

2. Curtosis

Nos ayuda medir el grado de concentración que presentan las variables aleatorias, tomando como referencia la zona central de su distribución, de esta manera, diremos que estamos frente a una distribución leptocúrtica si la distribución presenta un apuntamiento con respecto a la medida central, de lo contrario, diremos que una distribución es platicúrtica si esta es aplanada y para una distribución en donde los valores de la variable aleatoria tiene la forma de una distribución normal diremos que es una distribución mesocúrtica.

En la figura 5 se observa distribuciones con diferentes grados de apuntamiento, Leptocúrtica si $g_2 > 3$, mesocúrtica si $g_2 = 3$ y platicúrtica si $g_2 < 3$.

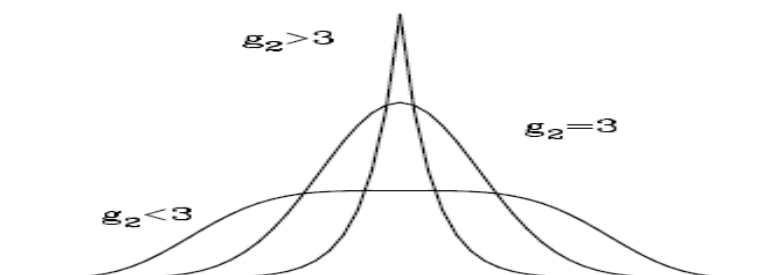


Figura 5. Curtosis de las curvas de distribución

Fuente: (Canavos, 1988)

2.3.2. Probabilidad

De manera muy general podemos definir a la probabilidad como un mecanismo por medio del cual pueden estudiarse sucesos aleatorios, cuando estos se comparan con los fenómenos determinísticos (Canavos, 1988).

Existen tres corrientes muy importantes que definen la probabilidad, la corriente en la que nos basaremos para nuestro estudio será la corriente frecuentista, que se basa en la frecuencia relativa de un conjunto de datos, esta definición se da si tenemos un experimento que se repite un gran número de veces en condiciones semejantes, no podemos hablar de condiciones iguales porque si fuese así ya no sería un proceso aleatorio.

La probabilidad juega un papel muy importante en el estudio de la estadística, debido a que nuestras decisiones basadas en una muestra aleatoria, pueden estar errada. Si no realizamos un análisis de la probabilidad, entonces el análisis estadístico no será consistente.

Según la corriente frecuentista definiremos matemáticamente a la probabilidad con la siguiente expresión.

$$P(A) = \frac{K}{N}$$

Donde:

$P(A)$: Es la probabilidad de un evento.

$\frac{K}{N}$: Es la frecuencia relativa.

2.3.2.1. Variables Aleatorias

Para una variable X evaluada con valores numéricos varia, en función al resultado del experimento que se está midiendo. A modo de ejemplo, supongamos que lanzamos un dado y medimos x , que es el número observado de la cara superior. Nuestra variable X puede tomar cualquiera de los seis valores que tiene el dado: 1, 2, 3, 4, 5,6, esto va depender del resultado aleatorio del experimento, es por ello que la variable x se conoce como variable aleatoria.

Por todo lo explicado, se dice que una variable X es variable aleatoria si el valor que toma, correspondiente al resultado de un

experimento, es una probabilidad o evento aleatorio (Mendenhall, Beaver, & Beaver, 2010).

Las variables aleatorias se clasifican en variables aleatorias discretas, si sus valores toman números enteros, por ejemplo, número de personas en una ciudad y las variables aleatorias continuas, si sus valores que pueda tomar están comprendidos en un intervalo (a, b) , dicho de otra manera la probabilidad de que nuestra variable X tome un valor exacto en este intervalo es cero. Por ejemplo, no podemos decir que la probabilidad de la estatura de una persona es exactamente 1.85 m, una cantidad infinita de ceros después de los decimales, esta probabilidad es cero, es por eso que decimos que la probabilidad de cualquier variable continua oscila en un intervalo determinado.

Las variables aleatorias continuas serán de interés para evaluar en análisis de riesgo e incertidumbre en el estudio, por ello la importancia de estudiar su distribución de probabilidades.

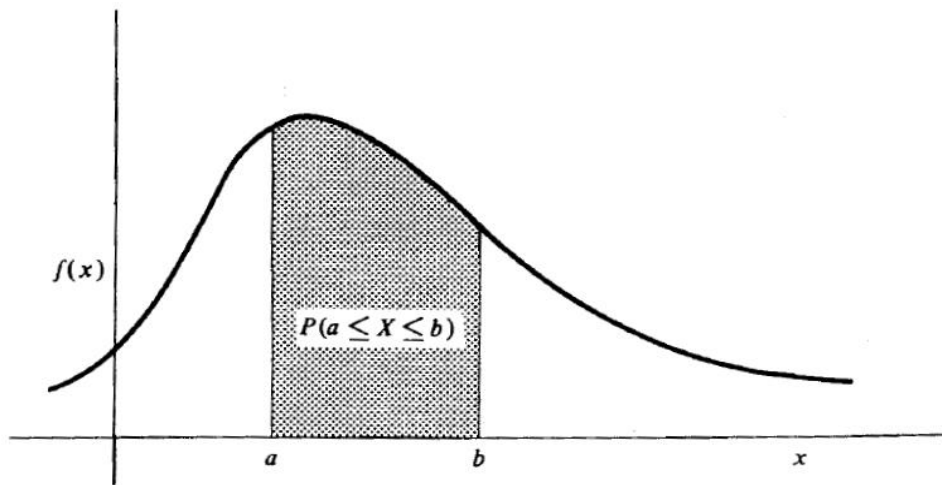
2.3.2.2. Distribución de probabilidades de variables continuas

Las variables continuas tienen su distribución de probabilidades, que nos indica todos los posibles valores que se pueden representar como resultado de un experimento aleatorio. Estas distribuciones nos describen la probabilidad de cualquier evento se pueda realizar en el futuro, de esta manera podemos decir que, estas distribuciones constituyen una herramienta muy importante para un buen pronóstico probabilístico, ya que podemos diseñar escenarios de acontecimientos futuros considerando las diferentes tendencias de nuestras variables de estudio.

Es importante la definición matemática de la distribución de probabilidades, porque nuestras variables de estudio tomarán la forma de alguna de estas ya definidas, como por ejemplo la distribución beta, PERT, normal, gama, entre otras y luego de definir estas distribuciones pasaremos a su análisis, a continuación presentaremos la definición y propiedades de la distribución de probabilidades de las variables continuas.

La función $f(X)$, cuya curva es la curva límite que se obtiene para un número muy grande de observaciones y para una amplitud de intervalo muy pequeña, es la función de distribución de probabilidad para una variable aleatoria continua X , ya que la escala vertical se elige de manera que el área total bajo la curva es igual a uno. La función de probabilidad de una variable continua X se define formalmente de la siguiente manera (Canavos, 1988)

1. $f(X) \geq 0$; $-\infty < X < \infty$
2. $\int_{-\infty}^{\infty} f(x)dx = 1$
3. $P(a \leq x \leq b) = \int_a^b f(X)dx$



Fuente: (Canavos, 1988)

Figura 6. Probabilidad ilustrada bajo la curva de distribución

2.3.3. Valor esperado de una variable aleatoria

Llamada también esperanza matemática de una variable aleatoria, este concepto de mucha importancia, para el análisis de las distribuciones de probabilidad, ya que no da el valor promedio de nuestra variable aleatoria después que se ejecutado un gran número de experimentos.

Matemáticamente el valor esperado de una variable aleatoria continua se define como:

$$E(X) = \int_{-\infty}^{\infty} xf(x)dx$$

Donde

$f(x)$: Es la densidad de probabilidad de la variable continua.

Debemos de tener en claro que el cálculo del valor esperado, es muy diferente al cálculo de la media de una muestra, puesto que el valor esperado se obtiene usando la distribución de probabilidades de una variable aleatoria.

Para entender un poco más sobre esta propiedad de la distribución de probabilidades se desarrollara un ejemplo que mostraremos a continuación:

Una empresa petrolera cuenta con \$ 1'000,000.00 de capital para invertir en un año. La empresa considera dos opciones de inversión: invertir en el mercado de valores, teniendo una ganancia anual fija del 15% y la otra opción es desarrollar un proyecto de incremento de producción mediante la perforación de pozos de desarrollo, su ganancia de la empresa se considerara como una variable aleatoria, cuyos valores van a depender de las condiciones económicas del país donde se ejecute el proyecto. La empresa petrolera cuenta con información de la ganancia de proyectos anteriores y se ha logrado estimar sus probabilidades de ocurrencia, tal como se muestra en la tabla 1.

Teniendo como base la ganancia esperada se pide estimar ¿cuál de las dos opciones se verá más atractiva para la empresa?

Si la empresa acogiera en la primera opción, que es de invertir en el mercado de valores, la ganancia será de \$150,000.00, teniendo en cuenta que esta ganancia es fija y su valor es de 15%. Para la segunda opción, X será nuestra variable aleatoria que nos representa las ganancias y su definición es

$$E(X) = \int_{-x}^x xf(x)dx$$

Entonces

$$E(x) = (0.3)(0.2) + (0.25)(0.2) + (0.20)(0.3) + (15)(0.15) \\ + (10)(0.10) + (5)(0.05) = 0.205$$

De acuerdo con el resultado obtenido, la segunda opción es más atractiva puesto que ofrece una ganancia esperada de \$ 205,000.00, pero debemos tener muy en cuenta, dado que el valor de \$205,000.00 es únicamente un valor esperado, lo que nos indica que la empresa no tiene mucha garantía de que su ganancia real se aproxime a este valor.

Este ejemplo nos muestra una pequeña introducción al análisis del riesgo que se estudiara más adelante. La empresa deberá optar por cualquier alternativa de inversión teniendo en cuenta que la primera opción el riesgo es mínimo, en cambio para la segunda opción, la ganancia que genera el proyecto de perforación de pozos de desarrollo es muy atractiva pero trae consigo un riesgo muy elevado a consecuencia de la incertidumbre de distintas variables presentes en este tipo de proyectos, es por eso que los responsables de los proyectos deben ser cautelosos a la hora de tomar las decisiones de invertir.

Tabla 1:
Valores de la ganancia para el ejemplo 1

Ganancia (%)	Probabilidad estimada
30	0.20
25	0.20
20	0.30
15	0.15
10	0.10
5	0.05

Fuente: (Canavos, 1988)

2.3.3.1. Principales distribuciones de probabilidades de variables aleatorias continuas.

A continuación estudiaremos las principales distribuciones de probabilidad que podrían tener nuestras variables de estudio.

Distribución normal

Llamada también distribución Gausiana, esta es la de mayor uso a comparación de las demás distribuciones, su distribución es una curva simétrica y tiene la forma de campana, tal como se muestra en a Figura 7. Tenemos algunos ejemplos en la que podemos usar este tipo de distribución, datos meteorológicos (temperatura, lluvia, velocidad del viento), mediciones físicas.

Para que una variable aleatoria X tenga una distribución normal, su función de densidad debe estar dada la siguiente función con media μ y desviación estándar σ .

$$n(x; \mu, \sigma) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{1}{2\sigma^2}(x-\mu)^2}, \quad -\infty < x < \infty$$

Para calcular la probabilidad de que nuestra variable aleatoria X tome un valor entre $x=x_1$ y $x=x_2$ viene dado por la el área bajo la curva, ver (figura 7).

$$P(x_1 < X < x_2) = \int_{x_1}^{x_2} n(x; \mu, \sigma) dx = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \int_{x_1}^{x_2} e^{-\frac{1}{2\sigma^2}(x-\mu)^2} dx$$

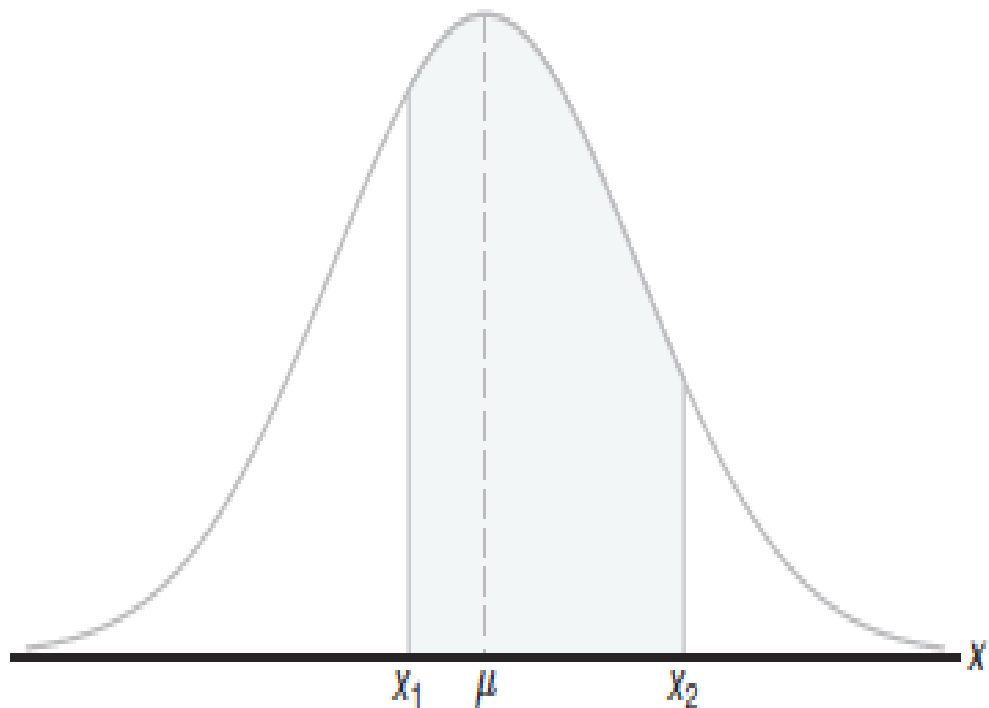


Figura 7: Distribución normal

Fuente: (Canavos, 1988)

Tabla 2
Propiedades de la distribución normal

Distribución de densidad de probabilidad		Parámetros		
$n(x; \mu, \sigma) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{1}{2\sigma^2}(x-\mu)^2}$		$\mu, \quad -\infty < \mu < \infty$		
		$\sigma, \quad \sigma > 0$		
Media	Varianza	Desviación media	Coefficiente de asimetría	Curtosis relativa
μ	σ^2	0.7979σ	0	3

Fuente: (Canavos, 1988)

Distribución gama

Conocida también como, la generalización de la distribución exponencial, así como la distribución Ji-cuadrado. Esta es una distribución continua y se adecua para modelar el comportamiento de las variables aleatorias donde se involucra el tiempo y con simetría positiva.

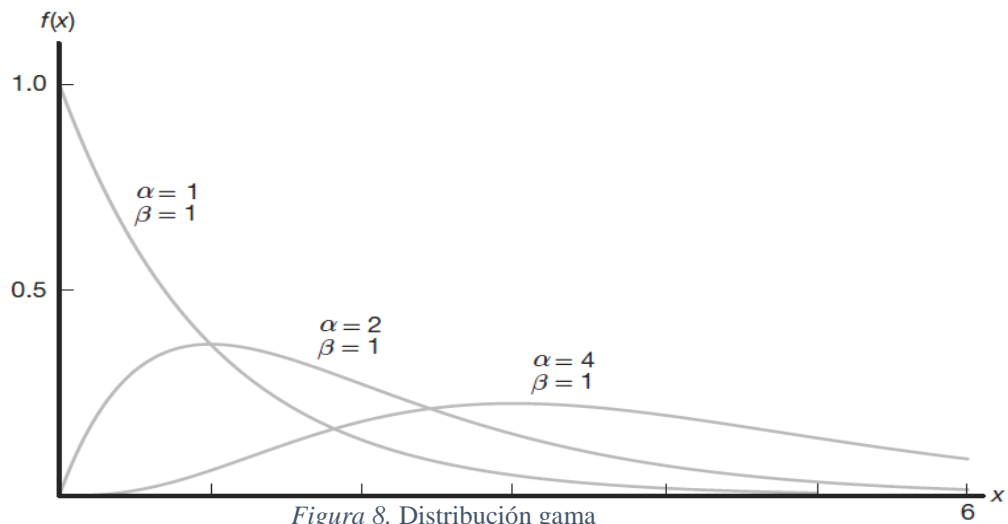
Una variables aleatoria X tiene una distribución gama si obedece a la función de densidad que está dada por;

$$f(x; \alpha, \beta) = \frac{1}{\beta^\alpha \Gamma(\alpha)} x^{\alpha-1} e^{-x/\beta}, \quad \text{para } x > 0; \alpha, \beta > 0$$

Donde $\Gamma(\alpha)$ es la función gamma definida como

$$\Gamma(\alpha) = \int_0^\infty x^{\alpha-1} e^{-x} \quad \text{para } \alpha > 0$$

La figura 8 muestra las gráficas de distintas distribuciones gama, para distintos valores de α y β .



Fuente: (Canavos, 1988)

Tabla 3

Propiedades de la distribución Gama

Distribución de densidad de probabilidad		Parámetros	
$f(x; \alpha, \beta) = \frac{1}{\beta^\alpha \Gamma(\alpha)} x^{\alpha-1} e^{-x/\beta}$		$\alpha > 0$	
		$\beta > 0$	
Media	Varianza	Coefficiente de asimetría	Curtosis relativa
$\alpha\beta$	$\alpha\beta^2$	$2/\sqrt{\alpha}$	$3\left(1 + \frac{2}{\alpha}\right)$

Fuente: (Canavos, 1988)

Distribución Beta.

Este tipo de distribución nos permite generar variedades de perfiles de distribución, esto se debe a que pueden representar distribuciones de variables ficticias, donde sus valores están restringidos en un intervalo de longitud finita, entre los usos más comunes tenemos:

- Para hallar la distribución de artículos defectuosos sobre un intervalo de tiempo más específico.
- Evaluación de programas y técnicas de revisión.

- Distribución del intervalo de tiempo que se necesita, para poder completar una etapa de proyecto.

Decimos que una variable aleatoria X tiene una distribución beta cuando su función de densidad de probabilidad está dada por:

$$f(x; \alpha, \beta) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} x^{\alpha-1} (1-x)^{\beta-1} \quad 0 < x < 1, \alpha, \beta > 0$$

En la Figura 9 se muestran diferentes graficas de distribución beta para distintos valores de α y β .

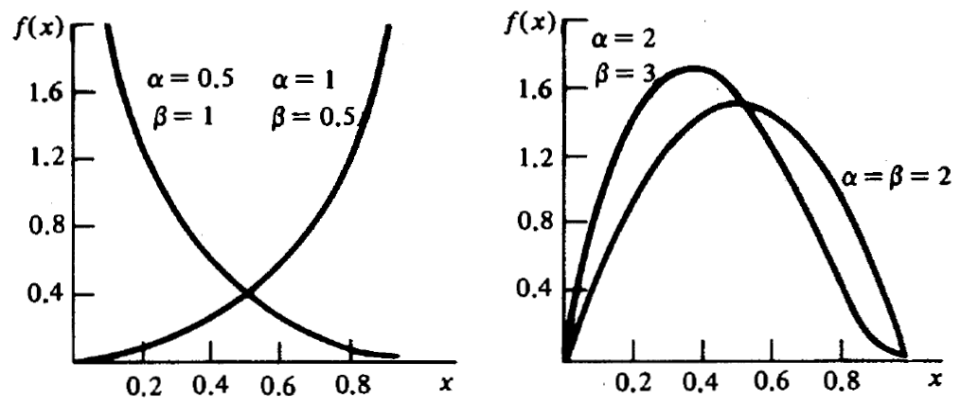


Figura 9. Distribución beta
Fuente: (Canavos, 1988)

Tabla 4

Propiedades de la distribución beta

Distribución de densidad de probabilidad		Parámetros	
$f(x; \alpha, \beta)$ $= \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} x^{\alpha-1} (1-x)^{\beta-1}$		$\alpha > 0$ $\beta > 0$	
Media	Varianza	Coeficiente de asimetría	Curtosis relativa
$\frac{\alpha}{\alpha + \beta}$	$\frac{\alpha\beta}{(\alpha + \beta)^2(\alpha + \beta + 1)}$	$\frac{2(\beta - \alpha)\sqrt{\alpha + \beta + 1}}{\sqrt{\alpha\beta}(\alpha + \beta + 2)}$	$\frac{3(\alpha + \beta + 1)[2(\alpha + \beta)^2 + \alpha\beta(\alpha + \beta - 6)]}{\alpha\beta(\alpha + \beta + 2)(\alpha + \beta + 3)}$

Fuente: (Canavos, 1988)

Distribución lognormal

Esta distribución no es otra cosa que la densidad de probabilidad de una variable aleatoria $\ln(x)$ distribuida según una función normal.

Esta distribución es usada en situaciones donde nuestros valores están positivamente desviados, un claro ejemplo tenemos los precios de acciones que usualmente están desviados positivamente, estos precios presentan esta tendencia debido a que no pueden caer por debajo de cero, sin embargo, estos se podrían incrementar a cualquier precio sin límites.

Una variable aleatoria X tiene distribución lognormal si la variable aleatoria $Y=\ln(x)$ tiene una distribución normal con media μ y desviación estándar σ , la función viene dada por:

$$f(x; \mu, \sigma) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma x} e^{-\frac{1}{2\sigma^2}[\ln(x)-\mu]^2}, \quad x \geq 0$$

La figura 10 muestra la distribución lognormal para distintos valores de la media (μ) y la desviación estándar (σ).

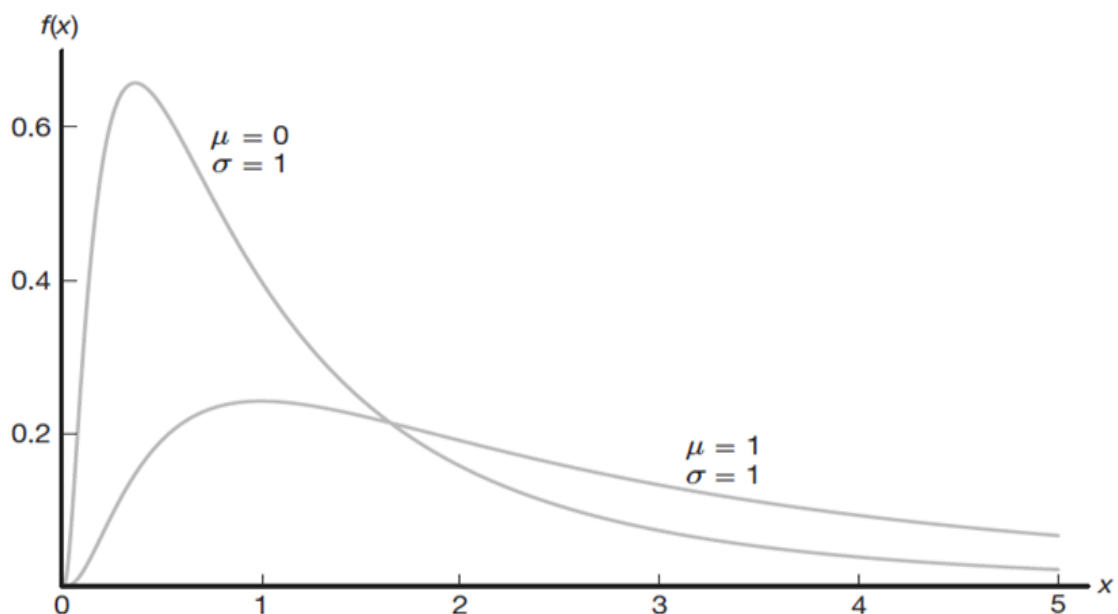


Figura 10. Distribución lognormal
Fuente: (Canavos, 1988)

Tabla 5

Propiedades de la distribución lognormal

Distribución de densidad de probabilidad		Parámetros	
$f(x; \mu, \sigma) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma x}} e^{-\frac{1}{2\sigma^2}[\ln(x)-\mu]^2}$		$x \geq 0$	
Media	Varianza	Coefficiente de asimetría	Curtosis relativa
$e^{\mu+\frac{\sigma^2}{2}}$	$e^{2\mu+\sigma^2}(e^{\sigma^2}-1)$	$\sqrt{(e^{\sigma^2}-1)} * (2 + e^{\sigma^2})$	$e^{4\sigma^2} + 2e^{3\sigma^2} + 3e^{2\sigma^2} + 6$

Fuente: (Canavos, 1988)

Distribución exponencial

Esta es la distribución es las más sencilla de las distribuciones de variables continuas, debido a que pueden tomar valores positivos no acotados. Este tipo de distribución es utilizada para modelar duraciones, tamaño, y **declinación de yacimientos**, su distribución de muestra en la Figura 11.

Una variable aleatoria continua (X) tiene distribución exponencial, con parámetro β si su función está dada por:

$$f(x, \beta) = \frac{1}{\beta} e^{-\frac{x}{\beta}}, \quad x > 0$$

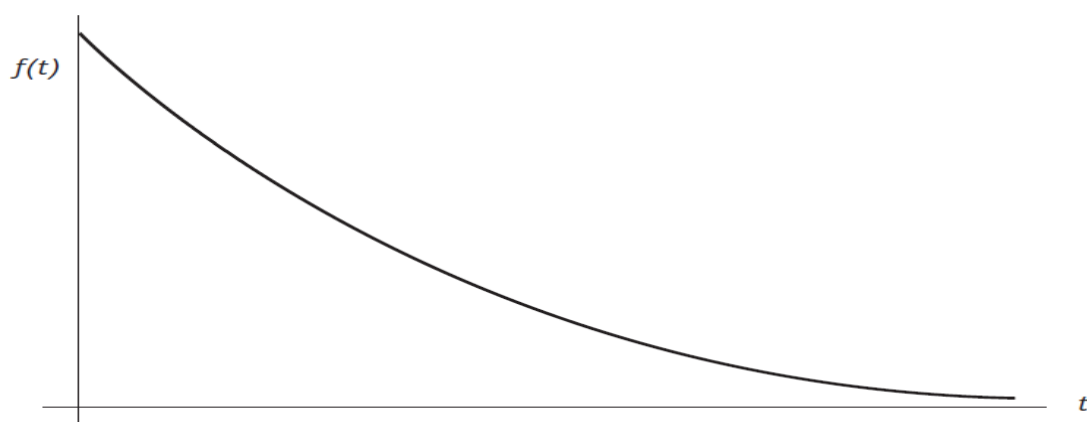


Figura 11. Distribución exponencial

Fuente: (Canavos, 1988)

Distribución PERT

La distribución PERT (Project Evaluation and Review Techniques) es utilizada en la gestión de proyectos, para ello define el peor de los casos, el caso más probable y el mejor escenario posible de los tiempos que se requiere para culminar el proyecto. Está muy ligada a la distribución Beta y la distribución triangular.

Esta distribución suele ser utilizada para identificar los riesgos existentes en los proyectos, así como costos del proyecto utilizando valores mínimos, más probables y valores máximos. Una de las características más importantes de esta distribución es que, nos proporciona un mejor ajuste a la distribución normal o lognormal. Tal como la distribución triangular, esta toma como referencia los valores más probables, pero difieren en que la curva de la distribución PERT es suave, esto se debe a que pone más énfasis a valores en entorno, es decir el valor más probable.

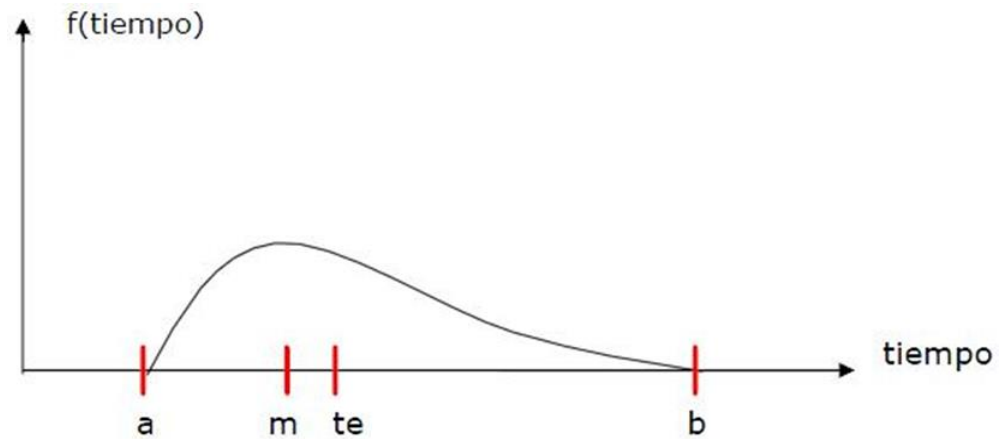
La distribución PERT viene dada por la función:

$$f(x) = \frac{(x - \text{mini})^{A1-1}(\text{max} - x)^{A2-1}}{B(A1, A2)(\text{max} - \text{min})^{A1+A2-1}} \quad B \text{ es la función de beta}$$

Donde:

$$A1 = 6 \left[\frac{\frac{\text{min} + 4(\text{val prob}) + \text{max}}{6} - \text{min}}{\text{max} - \text{min}} \right] \quad Y$$
$$A2 = 6 \left[\frac{\text{max} - \frac{\text{min} + 4(\text{val prob}) + \text{max}}{6}}{\text{max} - \text{min}} \right]$$

La Figura 11' nos muestra una distribución PERT que tiene como variable aleatoria el tiempo de ejecución de un proyecto determinado, en la figura también se muestran los tres escenarios: el optimista (a), el normal (m) y el pesimista (b), así como también el tiempo esperado (te).



Fuente: (<http://www.investigaciondeoperaciones.net>)

Figura 11'. Distribución PERT

Tabla 6

Propiedades de la distribución PERT

Distribución de densidad de probabilidad		Parámetros
$f(x) = \frac{(x - \text{mini})^{A1-1}(\text{max} - x)^{A2-1}}{B(A1, A2)(\text{max} - \text{min})^{A1+A2-1}}$		<i>B es la funcion de beta</i>
Media	Varianza	Coefficiente de asimetría
$\frac{\text{min} + 4\text{val prob} + \text{max}}{6}$	$\frac{(\mu - \text{min})(\text{max} - \mu)}{7}$	$\sqrt{\frac{7}{(\mu - \text{min})(\text{max} - \mu)}} \left(\frac{\text{min} + \text{max} - 2\mu}{4} \right)$

Fuente: (<http://www.investigaciondeoperaciones.net>)

Distribución uniforme

Cuando los valores de nuestra variable aleatoria tienen las mismas probabilidades de ocurrencia, decimos que estamos frente a una distribución uniforme, en esta distribución bastará de definir un valor

máximo y un mínimo. Entre los usos de esta distribución tenemos a los precios de manufacturación, ingresos por ventas entre otros, a esta tipo de distribución también se le conoce como distribución rectangular.

Se dice que una variable aleatoria X tiene una distribución uniforme en el intervalo (a, b) , si su distribución de probabilidad es definida por:

$$f(x, a, b) = \frac{1}{b - a} \quad a \leq x \leq b$$

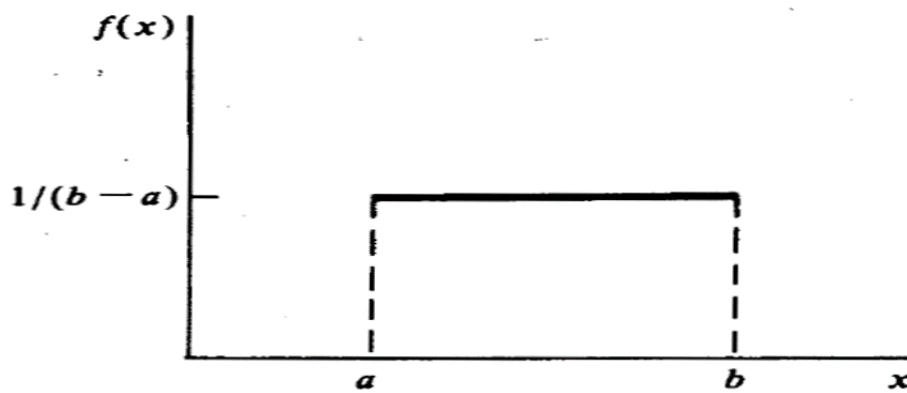


Figura 12. Distribución continua

Fuente: (Canavos, 1988)

Tabla 7

Propiedades de la distribución continúa

Distribución de densidad de probabilidad			Parámetros
$f(x; \mu, \sigma) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{-\frac{1}{2\sigma^2}[\ln(x)-\mu]^2}$			$x \geq 0$
Media	Varianza	Coeficiente de asimetría	Curtosis relativa
$e^{\mu + \frac{\sigma^2}{2}}$	$e^{2\mu + \sigma^2}(e^{\sigma^2} - 1)$	$\sqrt{(e^{\sigma^2} - 1) * (2 + e^{\sigma^2})}$	$e^{4\sigma^2} + 2e^{3\sigma^2} + 3e^{2\sigma^2} + 6$

2.4. Gestión del Riesgo.

Cuando realizamos la evaluación de proyectos con incertidumbre, las decisiones se vuelven más complejas. Para ello nace la gestión del riesgo que analiza todos los factores que pueden influir negativamente en el proyecto, mediante métodos que maximicen los eventos positivos y minimicen los eventos negativos. Para realizar todo este proceso se debe empezar desde la fase conceptual del proyecto, identificando los riesgos de mayor y menor impacto así como los factores de éxito, de tal manera que, la decisión de invertir en el proyecto este sustentada por una evaluación que incorpore los factores que ponen en riesgo el proyecto.

Riesgo

Según el PMI (2013) el riesgo de un proyecto es un evento o condición incierta que de producirse, tiene un efecto positivo o negativo en uno o más de los objetivos del proyecto, y para identificarlo debemos de realizar un análisis de riesgo.

Otro concepto importante del riesgo desde el punto de vista de la ingeniería económica es el de Blank y Tarquin (2006), se considera riesgo cuando se anticipa que habrá dos o más valores observables para un parámetro y es posible estimar la posibilidad de que cada valor pueda ocurrir.

2.4.1. Riesgos presentes en proyectos petroleros

La industria de los hidrocarburos está expuesta a diferentes tipos de riesgo, en toda la cadena de exploración, explotación, desarrollo y producción de hidrocarburos, y desde los riesgos geológicos hasta los riesgos de mercado, ya que toda ejecución de proyectos en esta industria implica cierto grado de incertidumbre.

En este tipo de industria existen un gran número de riesgos que debemos considerar al momento de evaluar proyectos, a continuación mencionaremos algunos riesgos presentes en la industria petrolera, pero en el que nos centraremos en este estudio será, el riesgo económico medido por la variabilidad del VAN (Valor Actual Neto).

- ✓ **Riesgos estratégicos:** Podemos decir que son aquellos aspectos que se relacionan con la formulación estratégica del proyecto, cambio de tecnología, comportamiento de mercado y el precio del petróleo podrían ser estos aspectos.

- ✓ **Riesgos de recursos:** Asociados específicamente a las diferentes fases del proyecto de perforación de pozos de desarrollo.
- ✓ **Riesgo operacional:** Son aquellos que se presentan en la operación del proyecto, son importantes porque incluye los riesgos relacionados al descubrimiento de hidrocarburos, con las herramientas de información como los registros eléctricos perfiles, pruebas de producción de petróleo, volumen de reservas, métodos de levantamiento artificial y producción en general.
- ✓ **Riesgo organizacional:** incluye todos los aspectos relacionados con la estabilidad de la organización, una organización inestable provoca el retiro del personal clave para el desarrollo del proyecto.
- ✓ **Riesgo externo:** Entre los principales riesgos en esta categoría encontramos, los riesgos comerciales los cuales son más difíciles de predecir debido a que no está al alcance de los responsables del proyecto como por ejemplo las fluctuaciones en el precio del petróleo; asimismo, riesgos sociales y de comunidades que afectarían al proyecto de manera directa o indirecta.
- ✓ **Riesgo País:** en este tipo de riesgo tenemos las variables macroeconómicas como son tasas de interés, la inflación, devaluación, tipo de cambio, que afectan directamente a los proyectos de hidrocarburos.
- ✓ **Riesgos Ambientales:** es todo impacto negativo hacia el medio ambiente que potencialmente se presentan las actividades petroleras, entre los peligros ambientales tenemos derrame de petróleo ya sea en cuerpos de agua como en suelo.

2.4.2. Procesos para la gestión del riesgo

Para tener una buena gestión, la política de gerencia debe estar basada con el principio de responsabilidad de todos los involucrados del proyecto, de esta manera aseguramos el éxito del proyecto. Para conseguir esto debemos de manejar efectivamente los procesos. Para lograr este objetivo seguiremos los lineamientos de la guía PMBOK (Project Management Body of Knowledge) propuesto por el PMI, el cual se muestra en la figura 13.

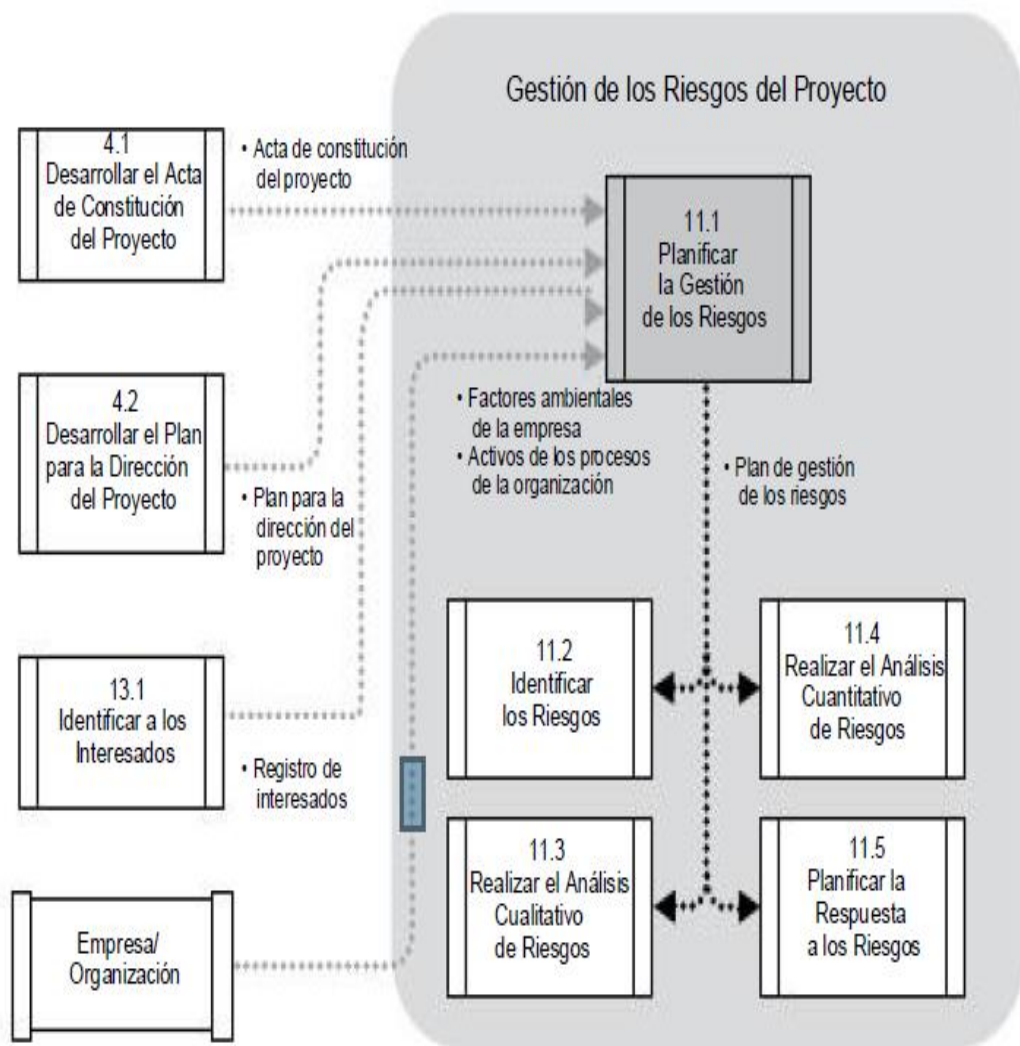


Figura 13. Proceso para la gestión del riesgo

Fuente: Guía del PMBOK®

Identificación del riesgo

Identificar los Riesgos es el proceso de determinar los riesgos que pueden afectar al proyecto y documentar sus características. El beneficio clave de este proceso es la documentación de los riesgos existentes y el conocimiento y la capacidad que confiere al equipo del proyecto para anticipar eventos (Project Management Institute, Inc., 2013).

La figura 14 nos muestra los pasos a seguir para la identificación del riesgo.

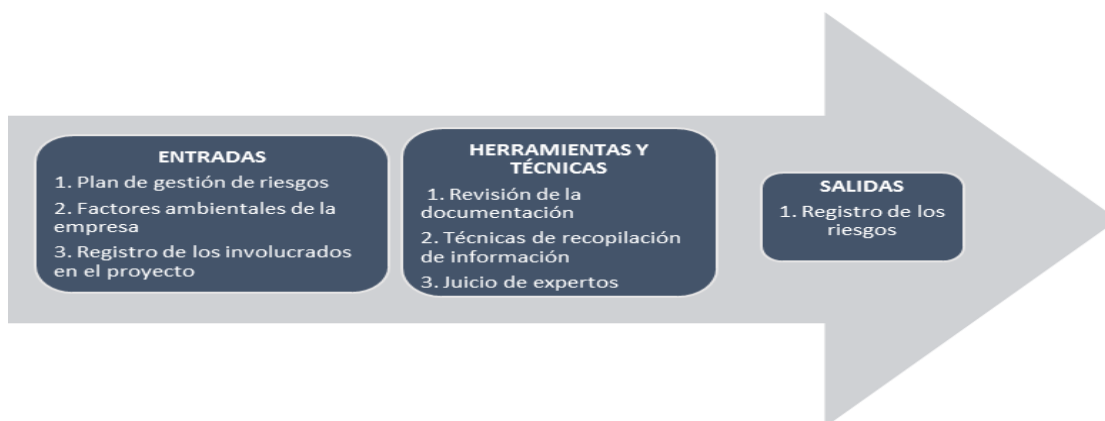


Figura 14. Proceso para la identificación del riesgo

Fuente: Guía del PMBOK®, adaptado de figura 11-5, p. 319.

Análisis cualitativo del riesgo

Este análisis es el más utilizado para la toma de decisiones en distintos proyectos, los evaluadores se respaldan en su juicio y su experiencia y se utiliza cuando se estima que el nivel de riesgo es bajo, o por la falta de datos para realizar un análisis cuantitativo.

Este proceso consiste en priorizar los riesgos para su análisis, combinado y evaluando todas las probabilidades de ocurrencia y su impacto en el proyecto, de esta manera, los evaluadores de proyectos reduzcan el nivel de incertidumbre y centran los riesgos que ponen en peligro a los proyectos. Esta evaluación refleja la actitud que tienen los involucrados frente al riesgo. El análisis cualitativo del riesgo generalmente es un medio rápido y económico para lograr planificar respuestas a los riesgos, este análisis sienta las bases para el análisis cuantitativo del riesgo.

La técnica más utilizada es la tabla de probabilidades e impacto de riesgos, en donde los puntajes obtenidos a partir de la evaluación de riesgos se colocan en una Tabla de Probabilidad e Impacto (P-I). La ventaja de esta tabla es establecer la importancia relativa de los riesgos, calculada a partir de la multiplicación de los puntajes de probabilidad e impacto tal como se muestra en la tabla 8.

Tabla 8
Matriz de probabilidades e impacto

Probabilidad						
Impacto		Muy Baja 0.1	Baja 0.3	Media 0.5	Alta 07	Muy alta 0.9
	Muy baja 0.05	0.00 5	0.01 5	0.025	0.03 5	0.04 5
	Baja 0.1	0.01	0.03	0.05	0.07	0.09
	Media 0.2	0.02	0.06	0.1	0.14	0.18
	Alta 0.4	0.04	0.12	0.2	0.28	0.36
	Muy alta 0.8	0.08	0.24	0.4	0.56	0.72

Fuente: Guía del PMBOK®, adaptado de figura 11-10, p. 331.

La figura 15 muestra las herramientas y las técnicas propuestas por el PMI para realizar un análisis cualitativo de los riesgos.

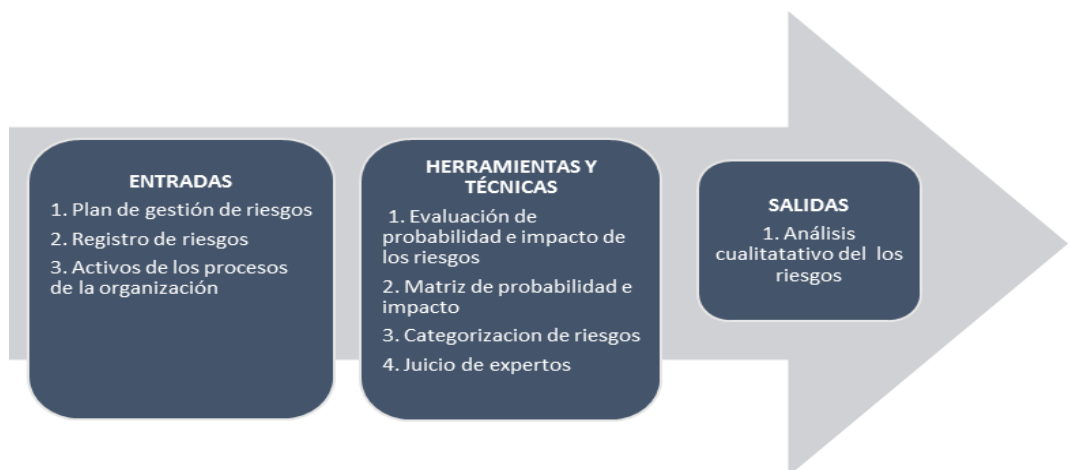


Figura 15. Proceso para el análisis cualitativo del riesgo

Fuente: Guía del PMBOK®, adaptado de figura 11-9, p. 328.

Análisis cuantitativo del riesgo

En este proceso se analiza numericamente los efectos que tienen los riesgos en los objetivos del proyecto, generando información cuantitativa de los riesgos para lograr disminuir la incertidumbre y tomar las decisiones más adecuadas, este análisis los detallaremos más adelante. En la Figura 16, nos muestra el proceso para un buen análisis cuantitativo del riesgo.



Figura 16: Proceso para la cuantificación del riesgo

Fuente: Guía del PMBOK®, adaptado de figura 11-11, p. 334.

2.5. Análisis cuantitativo del riesgo.

La industria del petróleo y gas se mueve en entorno de lleno de incertidumbre, debido a cambios tecnológicos, economías cambiantes y nueva forma de energías haciendo que los proyectos que se desarrollen en este ambiente tengan un alto grado de riesgo, estos riesgos también pueden ser mitigados mediante una evaluación económica que incorporen todos los riesgos.

El análisis de riesgo es una herramienta que nos ayuda en las decisiones oportunas, esta nos ayuda a seleccionar alternativas de solución a muchos problemas que se presentan en los proyectos. Esta técnica nos da un enfoque sistemático y formal para lograr identificar los distintos eventos riesgosos y la estimación de probabilidades de estos eventos que tienen consecuencia

negativa a los objetivos del proyecto, para lograr este objetivo existen métodos como los no probabilísticos y los probabilísticos.

Según Male y Kelly (2004), el análisis cuantitativo busca modelar matemáticamente la probabilidad de ocurrencia de los riesgos de dos formas:

- Un análisis de riesgo objetivo, donde se conoce exactamente la probabilidad de ocurrencia del riesgo en cuestión, y
- Un análisis de riesgo subjetivo, donde la probabilidad no es conocida exactamente pero es posible estimarla, de acuerdo a datos históricos y extrapolaciones.

2.5.1. Métodos no probabilísticos

2.5.1.1. Tasa de descuento ajustada a riesgo

Esta es la tasa de rendimiento que se deberá ajustarse sobre una propuesta determinada, con el fin de poder compensar de forma adecuada las ganancias de los inversionistas. En este método la tasa ajustada a riesgo, incrementa la tasa de descuento a aplicar a las propuestas de inversión con riesgo en una cantidad p denominada prima de riesgo.

Esta técnica está fundamentada en la adopción de un valor adicional a la tasa promedio, el cual dependerá de la apreciación del inversionista, de esta manera, cuando el riesgo sea mayor, entonces mayor será la tasa de descuento ajustada.

La tasa de descuento ajustada al riesgo está dada por:

$$T = Td + p$$

Donde:

T : Tasa de descuento ajustada a riesgo.

Td : tasa de descuento promedio.

p : Prima por riesgo.

2.5.1.2. Análisis de sensibilidad

Es el método no probabilístico más útil y por tanto constituye el método que más se utiliza en la industria petrolera. La técnica

consiste en determinar cuán sensible es el flujo de efectivo del proyecto debido a un cambio de una de una variable presente en este. La determinación de los variables más sensibles nos permitirá decidir sobre si se requiera la necesidad de realizar estudios más profundos, para lograr los objetivos del proyecto.

Este método tiene como objetivo principal determinar el impacto que tienen las variables en los indicadores de rentabilidad (VAN, TIR y PAYOUT), para el caso de la industria petrolera el análisis está enfocado en las variables como, inversión, producción, precio del petróleo, costos de operación, regalía, factores de éxito estructural, estratigráfico y de fluidos.

2.5.2. Métodos probabilísticos

2.5.2.1. Valor actual neto esperado

Es el valor presente neto de las esperanzas matemáticas de cada variable que influyen en las propuestas de inversión. Este método consiste en considerar los parámetros de flujo del proyecto que pueden tomar distintos valores, para eso se determinan tres escenarios, un escenario optimista, normal y pesimista.

Para cada uno de estos escenarios se le asigna una probabilidad de ocurrencia subjetiva asociada a la sumatoria de los tres escenarios igual a uno.

La fórmula del método se expresa como sigue:

$$E(VAN) = -E(I_0) + \sum [E(Q) * (1 + Td)^{-1}]$$

Donde:

$E(VPN)$: Esperanza matemática del VAN.

$E(I_0)$: Esperanza matemática de la inversión inicial.

$E(Q)$: Esperanza matemática de los flujos de caja.

La fórmula de la esperanza matemática es la siguiente:

$$E = \sum P1 * X1$$

Donde.

E: Esperanza matemática.

P1: Probabilidad asociada a cada valor

X1: Valor que puede tomar cada variable.

Varianza y desviación estándar

El cálculo de la varianza nos permite medir el grado de dispersión entre dos resultados con la misma media. La varianza es calculada a partir de la desviación estándar.

La fórmula de la desviación estándar es la siguiente.

$$\sigma = s^2 = \sum P1 * (X1 - X)^2$$

Para el caso de flujo de caja, la varianza vendrá dada por la expresión:

$$\sigma(Qi) = \sum P(Qi) * [Qi - E(Qt)]^2$$

Donde

$\sigma(Q1)$ = Varianza del flujo de caja del año t.

Qi = Valor del flujo de caja en el año t.

$P(Qi)$ = Probabilidad asociada Qt .

$E(Qt)$ = Esperanza matemática de la variable Qt .

Una vez determinando las varianzas para cada flujo de caja, se determina la varianza del VPN:

$$\sigma(VAN) = \sigma(I_0) + \sum \sigma(Qt) * (1 + Td)^{-t}$$

Donde:

$\sigma(VAN)$: Varianza del valor actual neto.

$\sigma(I_0)$: Varianza de la inversión inicial.

$\sigma(Qt)$: Varianza del flujo de caja.

A final de estos resultados incluimos el concepto de **coeficiente de variación**,

Como la relación entre la varianza del VAN y la esperanza del VAN. Su fórmula es la siguiente:

$$\text{coeficiente de variacion} = \frac{\sigma(VAN)}{E(VAN)}$$

Cabe mencionar que una propuesta puede tener una desviación muy alta pero, aun en el más pesimista de las posibilidades, su VAN puede ser superior a la de otra opción con riesgo mínimo.

2.5.2.2. Simulación Monte Carlo

Llamado así por la ciudad de Monte Carlo en Mónaco, considerado la capital del azar, esta técnica se remonta a la década de 1940, año en la que los matemáticos Newman y Ulam utilizaron el método de la simulación aleatoria para la experimentación de bombas nucleares, esta toma relevancia en la evaluación con Hertz 1964 quien utilizó por primera vez esta técnica al análisis de las inversiones.

La simulación Monte Carlo es un generador de números aleatorios, que es utilizado para el pronóstico y estimación de riesgo presentes en distintos proyectos. Esta simulación calcula un gran número de escenarios de un modelo y para generar estos escenarios escoge valores repetidos de una **distribución de probabilidad** de las variables inciertas utilizando estos valores en el modelo.

El uso de la simulación Monte Carlo en proyectos petroleros nos ayuda a modelar las incertidumbre que tienes distintas variables con un nivel de confianza significativo, de esta manera, al integrar el modelo de simulación podemos tener una idea más clara e identificar claramente los posibles impactos del riesgo en el proyecto.

Dicho de otra manera, diremos que el enfoque de esta simulación es como sacar pelotas de una canasta repetidamente con remplazo, la forma y mediada de esta canasta, representa la distribución nuestra variable.

2.5.2.3. Simulación Montecarlo con CRYSTAL BALL

Crystal Ball es un programa de análisis de riesgo y de pronóstico orientado a través de gráficos y que está destinado a quitar la incertidumbre en la toma de decisiones.

CRYSTAL BALL utiliza la técnica denominada simulación Monte Carlo, para pronosticar todos los posibles resultados para una situación determinada, adicional a todo esto CRYSTAL BALL nos muestra los intervalos de confianza, de manera que, se podrá conocer la probabilidad de que cualquier evento específico tenga lugar. Para ello debemos primero haber definido nuestras variables de entrada (variables independientes) y las variables de salida (variables dependientes).

Para realizar la simulación Monte Carlo en Crystal Ball, es necesario crear un modelo en una hoja de cálculo de Excel, este modelo debe representar las relaciones que tienen las variables de entrada y de salida mediante funciones y formulas. Si logramos ampliar el modelo, este se empareja al comportamiento de un escenario real, para ello Crystal Ball hace uso de las correlaciones entre las variables de salida y las variables de entrada para hacer el modelo más significativo.

Como se sabe el riesgo suele estar asociado a la incertidumbre; esto nos conlleva a la probabilidad de que cualquier evento no planificado se produzca ocasionando un impacto con cierto grado de severidad en nuestro proyecto, es por eso que es muy importante la identificación y su cuantificación.

Una vez identificado las variables que podrían generar riesgo en el proyecto, el modelo nos ayudará a su cuantificación. Esta cuantificación significa estimar la probabilidad de ocurrencia del riesgo y su costo, para que de esta manera poder más fácilmente decidir si vale la pena correr el riesgo.

La figura 17 nos muestra el proceso que realiza Crystal Ball para realizar la simulación Monte Carlo.

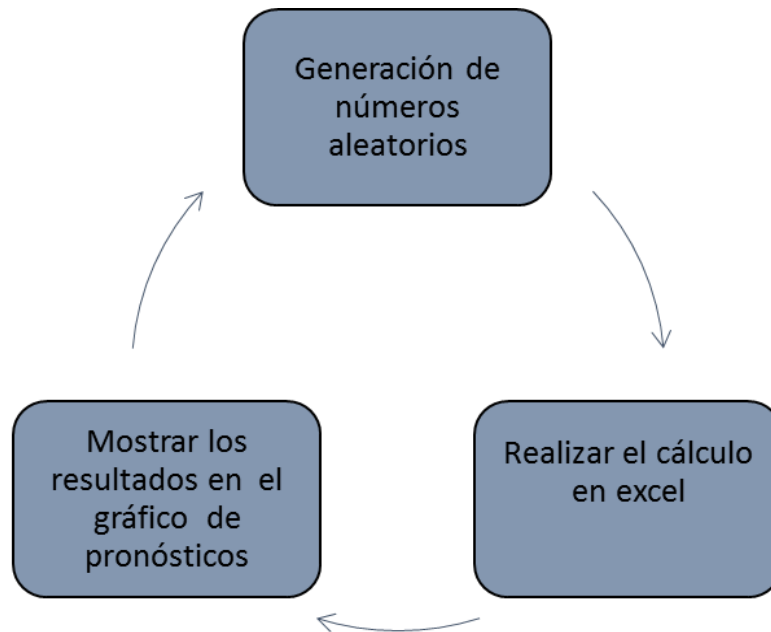


Figura 17. Proceso para la simulación Montecarlo con Crystal Ball

Fuente: Elaboración Propia

2.5.2.4. Variables de Entrada

Son aquellos factores que por sus características propias se cree que tendrán un comportamiento aleatorio en el transcurso del tiempo, cada una de estas variables, tiene una distribución de probabilidad que refleja su comportamiento en el ciclo de vida del proyecto.

Lo más común para estimar la distribución de estas variables es, recurrir a la información histórica, para luego poder pronosticar su comportamiento que tendrá en el futuro.

La figura 18 muestra las distribuciones de probabilidad que podrían tener las variables de entrada en nuestro modelo.

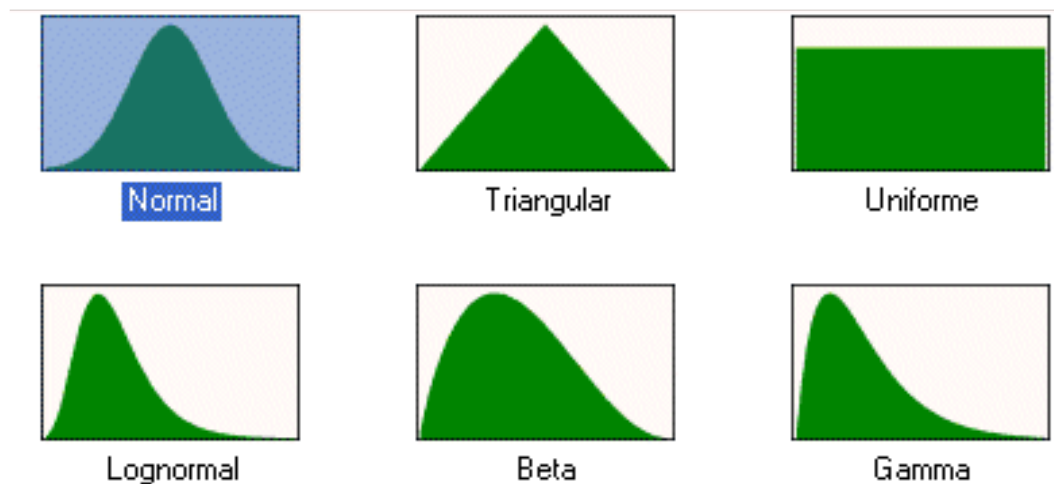


Figura 18. Distribución de probabilidades comunes de las variables de entrada

Fuente: (Crystal Ball 7.2, 2006)

2.5.2.5. Variable de Salida

La variable de salida es aquella que analizaremos, pues su comportamiento nos servirá para tener información sobre el impacto que tienen las variables de entrada en el proyecto, y mejorar la toma de decisiones. Para nuestro proyecto de tesis el Valor Actual Neto (VAN) será nuestra variable de salida influenciada por la variabilidad del flujo de caja, tal como muestra la Figura 19.

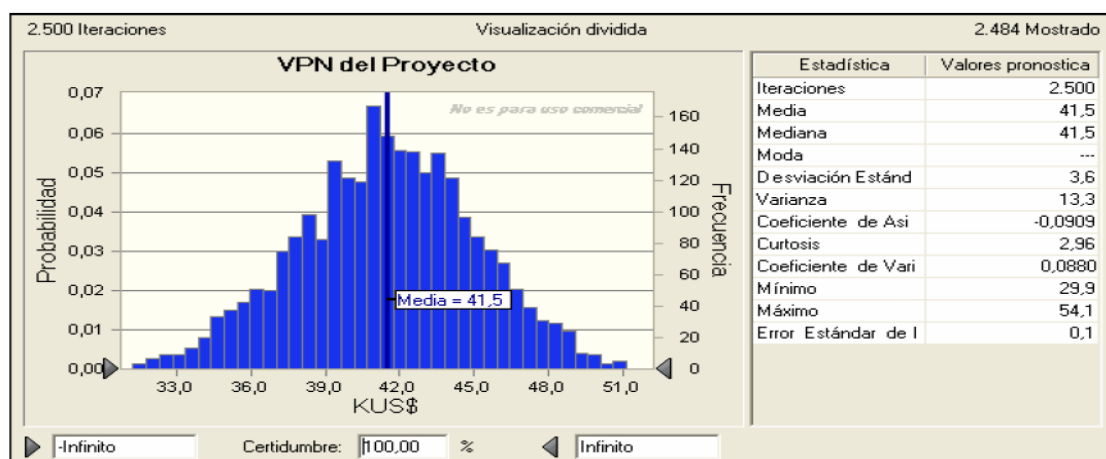


Figura 19. Distribución de nuestra variable de estudio (VAN)

Fuente: (Crystal Ball 7.2, 2006)

CAPITULO III

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA DE ESTUDIO

3. Introducción

Para el presente estudio se diseñó un modelo estático 3D de un yacimiento con ayuda del simulador Builder, la data que se utilizó para generar el modelo proviene de correlaciones geológicas realizados durante la perforación de 10 pozos, los mismos que nos ayudó a delimitar el yacimiento y de esta manera poder ubicar los pozos propuestos.

Para el diseño de este yacimiento se utilizó una maya de tipo cartesiana de 41x97 por 20 capas, haciendo un total de 79,540 bloques y una porosidad simple, el área que se ha logrado delimitar es de 120 acres, el resto de las propiedades del reservorio se detallaran más adelante.

Con los datos utilizados para el modelamiento se ha logrado determinar el mecanismo de producción, siendo el empuje por agua el mecanismo más predominante en este yacimiento, este mecanismo se podrá corroborar con la data de producción de los pozos existentes que se detallaran más adelante.

Como es de conocimiento, todo proyecto lo conforma un grupo multidisciplinario, es por esta razón, que no se profundizará con la caracterización del yacimiento, teniendo en cuenta que el objetivo de este estudio es de dar a conocer, cuál es el proceso del análisis del riesgo económico en proyectos petroleros.

La figura 20 muestra los diez pozos que conforman el yacimiento modelado, también se puede observar el contacto agua petróleo (color celeste), por encima de esta capa estarán ubicados los nuevos pozos de desarrollo.

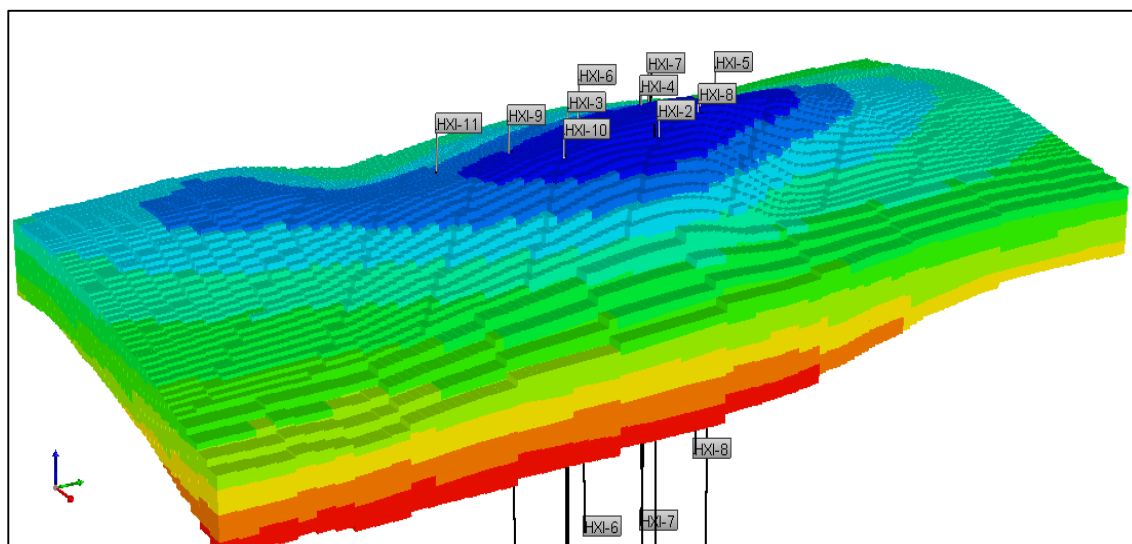


Figura 20. *Modelo del yacimiento en estudio*

Fuente: Elaboración propia

3.1. Regímenes y Geometría de Flujo en el yacimiento Modelado

3.1.1. Regímenes de flujo

Existen tres tipos de regímenes de flujo que se encuentran en función de la presión y del tiempo, que debemos identificar para clasificar nuestro yacimiento: flujo continuo, flujo semicontinuo y flujo transitorio.

3.1.1.1. Flujo continuo

Se da cuando en cada sección transversal a la dirección del flujo, no existe cambios de la presión ni de velocidad del fluido con el tiempo. Matemáticamente se expresa por:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_i = 0$$

3.1.1.2. Flujo semicontinuo

Se le conoce como flujo variable, y existe cuando la presión de nuestro yacimiento declina linealmente con respecto al tiempo en cualquier posición del yacimiento. En este tipo de régimen o flujo pseudoestable la tasa de declinación de la presión es directamente proporcional a la tasa de producción del yacimiento e inversamente proporcional al volumen de drenaje.

Matemáticamente se expresa como una continuación del flujo continuo y los expresamos por:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_i = \text{constante}$$

3.1.1.3. Flujo transitorio o no continuo

En este tipo de flujo la presión del yacimiento no varía linealmente con el tiempo. Se expresa por:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_i = f(i, t)$$

Para obtener las ecuaciones en este tipo de flujo es necesario tres relaciones: un balance de masa, una ecuación de estado y la ley de Darcy.

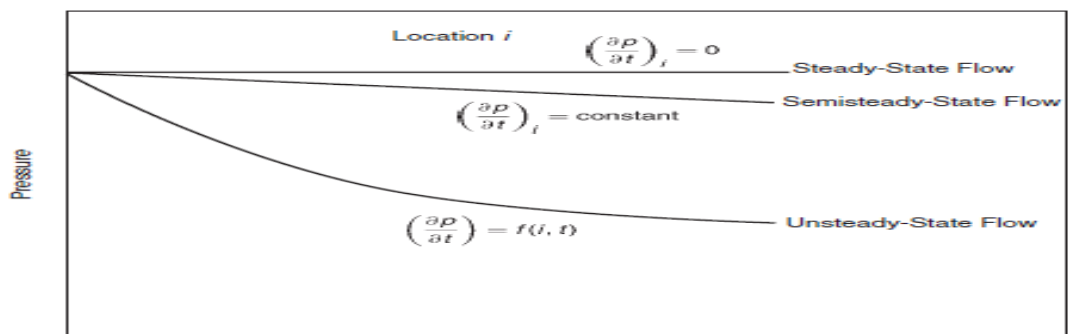


Figura 21. Declinación de la presión con respecto al tiempo

Fuente: (Tarek, 2001)

3.1.2. Geometría de flujo

Los límites de los yacimientos presentan formas irregulares y su descripción matemática rigurosa de estas geometrías sólo es posible con la ayuda de la simulación numérica. Hasta la actualidad se ha logrado identificar un buen número de geometrías en lo que respecta al flujo de fluidos en el yacimiento.

3.1.2.1. Flujo lineal

Las líneas de flujo son paralelas y el fluido fluye en una sola dirección. Además la sección transversal por donde atraviesa el fluido es constante tal como se muestra en la Figura 22.

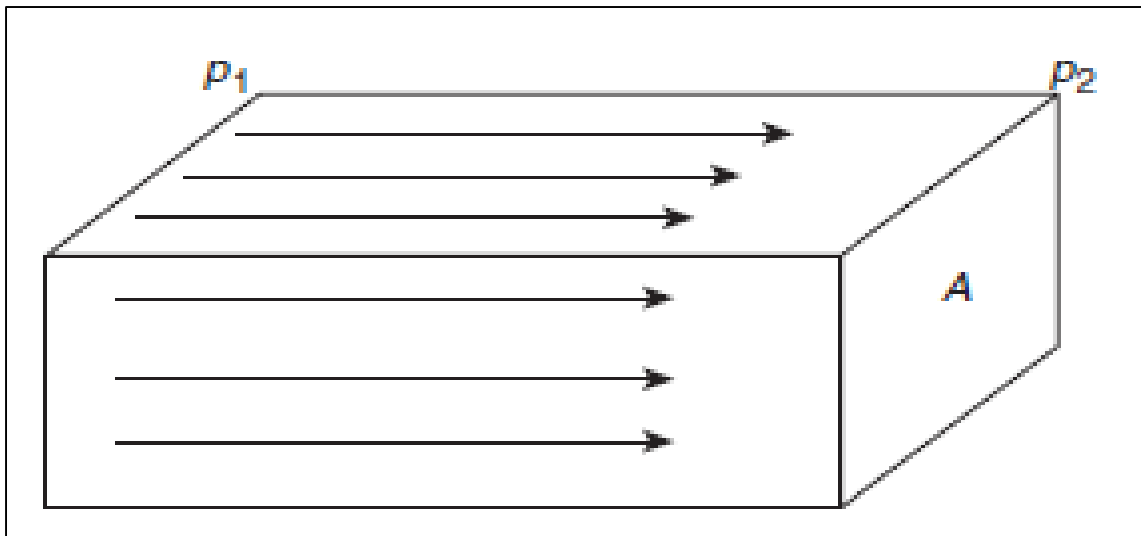


Figura 22. Flujo lineal

Fuente: (Tarek, 2001)

3.1.2.2. Flujo radial

En este modelo de flujo, las líneas de flujo son rectas y convergen en dos dimensiones a un centro común, para nuestro caso convergerán al centro del pozo. El área transversal del flujo disminuye a medida que se aproxima al centro, tal como muestra la Figura 23.

Este modelo de flujo es el que se utilizará para nuestros pozos existentes, como se detallará más adelante.

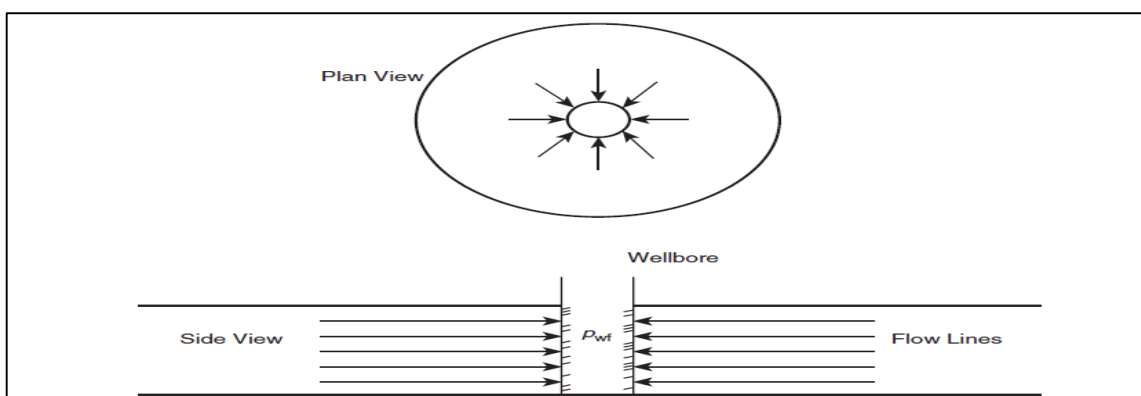


Figura 23. Flujo radial

Fuente: (Tarek, 2001).

3.1.2.3. Flujo esférico

Este modelo es el que se asemeja en la realidad, sus líneas de flujo son rectas y convergen en tres dimensiones hacia el centro común.

La Figura 25 nos muestra el flujo esférico que se presenta en la cercanía de los pozos productores, donde los vectores inferiores hacia arriba revelan los flujos verticales en yacimiento con empuje de agua o Water Drive.

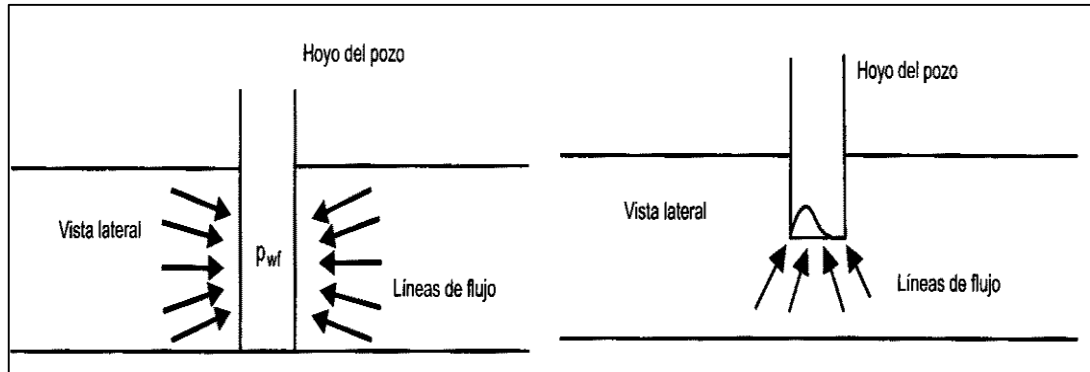


Figura 24. Flujo esférico

Fuente: (Ferrer, 1984)

3.2. Geometría de Flujo Radial de los Pozos Existentes

Se optó por esta geometría de flujo debido a su gran aplicabilidad que tiene en la mayoría de los simuladores incluido el IMEX, además es el más adecuado para el tipo de yacimiento, y los pozos existentes en el yacimiento.

Para Peaceman 1983, la presión del bloque en la que se encuentra el pozo (P_i) y la presión de fondo fluyente (P_{wf}) para un pozo vertical en una sola capa del yacimiento se encuentran relacionadas a través de la ecuación IPR (Relación de Comportamiento de Influjo) en términos de la ecuación de Darcy.

De esta manera tenemos que; para un pozo centrado y una sola capa de penetrada por el pozo, tal como muestra la Figura 25, la tasa de producción para este tipo de geometría de flujo es:

$$q_o = \frac{0.00708 * k * h}{\beta * \mu * \left[\ln \left(\frac{r_{eq}}{r_w} \right) + s \right]} * (p_i - p_{wf})$$

Donde:

r_{eq} = Radio equivalente(pies)

k = Permeabilidad

h = espesor de la zona productora (pies)

B = Factor volumétrico (RB/STB)

u = Viscosidad (cp)

P_i = Presión del reservorio (psi)

P_{wf} = Presión fluyente del reservorio (psi)

S = Daño en la cara del pozo

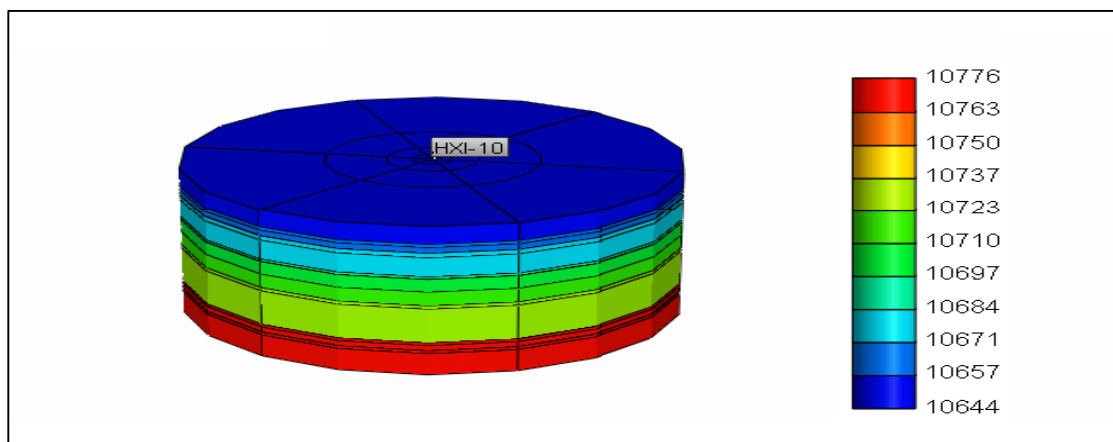


Figura 25. Modelo radial para el pozo HXI-10

Fuente: Elaboración propia

La figura 26 muestra la vista en tres dimensiones de la geometría de flujo que tiene el pozo HXI-10, el modelo consta de una cuadrícula de 10x16 y 17 capas haciendo un total de 1,020 bloques.

3.2.1. Análisis del Estado Mecánico de los Pozos Productores

Este análisis nos permitirá poder determinar los diferentes comportamientos de producción que tiene las arenas productoras que atraviesan los pozos, de esta manera se podrá predecir el comportamiento de los nuevos pozos.

Debemos tener en cuenta que muchas de las características petrofísicas de las arenas donde producen los pozos, tal como porosidad, permeabilidad y saturación del agua de formación servirán para poder determinar las reservas de los pozos de desarrollo propuestos.

No todos los pozos presentan la misma característica, sino más bien, se dice que cada pozo es único principalmente por las propiedades que presentan las formaciones que atraviesan es por ello que se debe conocer cuál es el estado mecánico interno de los pozos productores.

El diseño mecánico que presentan los pozos productores en yacimientos es vertical, llegando a una profundidad promedio de 10,314.8 pies de profundidad, tal como se muestra en la figura 26, el diagrama que se muestra es del pozo HXI-10.

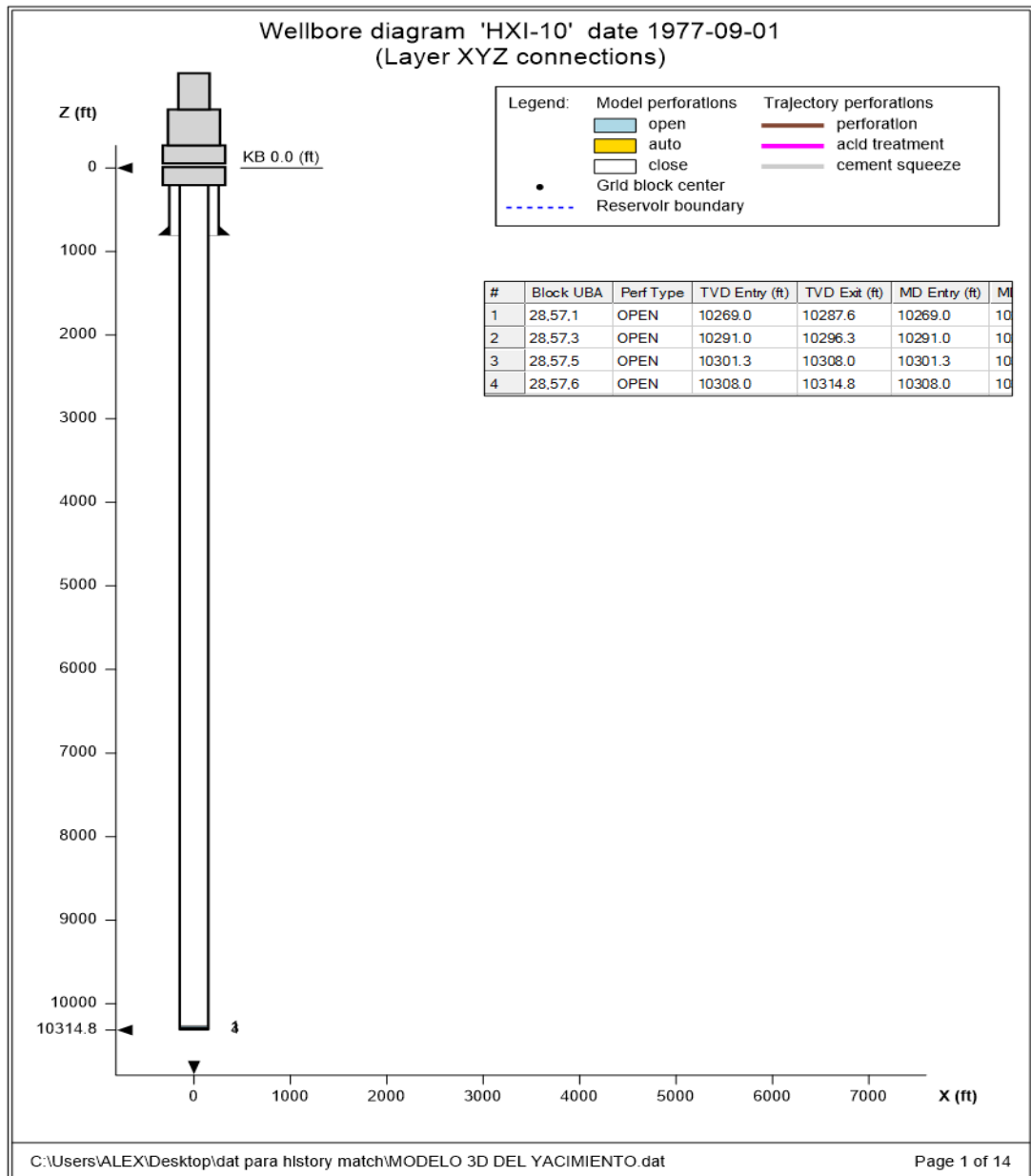


Figura 26. Diagrama del pozo HXI-10

Fuente: Empresa operadora.

Tabla 9
Características de los pozos existentes

Pozo	Fecha	Intervalo		Estado	Geometría de flujo
		Tope	Base		
HXI-2	1975/06/01	11 193.90	11 202.10	Produce	Radial
HXI-2	1985/04/01	11 194.00	11 202.00	Produce	Radial
HXI-2	1998/03/01	11 193.90	11 202.10	Produce	Radial
HXI-2	1998/03/01	11 194.00	11 202.00	Produce	Radial
HXI-2	1998/03/01	11 216.00	11 219.00	Produce	Radial
HXI-2	1998/03/01	11 190.00	11 194.00	Produce	Radial
HXI-3	1974/05/01	10 663.00	10 673.00	Produce	Radial
HXI-3	1977/11/01	10 663.00	10 673.00	Produce	Radial
HXI-3	1978/06/01	10 663.00	10 673.00	Produce	Radial
HXI-3	1982/07/01	10 663.00	10 673.00	Produce	Radial
HXI-3	1998/08/01	10 657.00	10 673.50	Produce	Radial
HXI-3	1998/08/01	10 663.00	10 673.00	Produce	Radial
HXI-3	2007/02/06	10 663.00	10 673.00	Produce	Radial
HXI-3	2007/02/06	10 657.00	10 673.50	Aislado	Radial
HXI-4	1974/08/01	11 159.45	11 175.52	Produce	Radial
HXI-4	1974/08/01	11 140.09	11 144.36	Produce	Radial
HXI-5	1974/06/01	10 700.00	10 706.04	Produce	Radial
HXI-6	1975/11/01	11 140.09	11 144.03	Produce	Radial
HXI-7	1976/03/01	11 057.74	11 062.99	Produce	Radial
HXI-7	1984/09/01	11 057.74	11 062.99	Produce	Radial
HXI-8	1976/03/01	11 057.74	11 062.99	Produce	Radial
HXI-8	1984/09/01	11 057.74	11 062.99	Produce	Radial

Tabla 9. Continuación.

Pozo	Fecha	Intervalo		Estado	Geometría de flujo
		Tope	Base		
HXI-9	1976/07/20	10 882.55	10 887.47	Produce	Radial
HXI-9	1982/09/01	10 898.95	10 908.79	Produce	Radial
HXI-9	1982/09/01	10 882.55	10 887.47	Produce	Radial
HXI-10	1976/09/10	11 455.05	11 461.61	Produce	Radial
HXI-10	1976/09/10	11 430.77	11 435.70	Produce	Radial
HXI-10	1998/06/10	11 455.05	11 461.61	Produce	Radial
HXI-10	1998/06/10	11 430.77	11 435.70	Produce	Radial
HXI-10	1998/06/10	11 445.21	11 453.41	Produce	Radial
HXI-11	1977/02/01	11 274.61	11 277.89	Inyecta	Radial
HXI-11	1977/08/22	11 274.61	11 277.89	Inyecta	Radial
HXI-11	1978/08/22	11 492.78	11 541.99	Inyecta	Radial
HXI-11	1978/10/20	11 638.78	11 586.29	Inyecta	Radial
HXI-11	1979/04/08	11 642.06	11 686.35	Inyecta	Radial

Fuente: Empresa operadora.

3.2.2. Producción del Yacimiento

La producción de yacimiento que se tomó en cuenta para poder generar el modelo del yacimiento, inicia en octubre del 1977 con una producción promedio de 980 BOPD y teniendo los picos más altos de producción en los años 1998 y 2009 siendo su producción de 3,980 BOPD y 5,100 BOPD respectivamente, esto se debe a diversos trabajos de reacondicionamiento de los pozos productores. En la actualidad el yacimiento cuenta una producción acumulada de petróleo de 352,112 Bls.

El comportamiento de la producción del yacimiento se debe a que, el mecanismo de empuje del yacimiento es empuje por agua (water drive), este mecanismo se caracteriza por hacer que el yacimiento mantenga su presión constante, tal como se muestra en la figura 27.

A continuación de detallaran la producción de petróleo para cada pozo existe en el yacimiento en estudio.

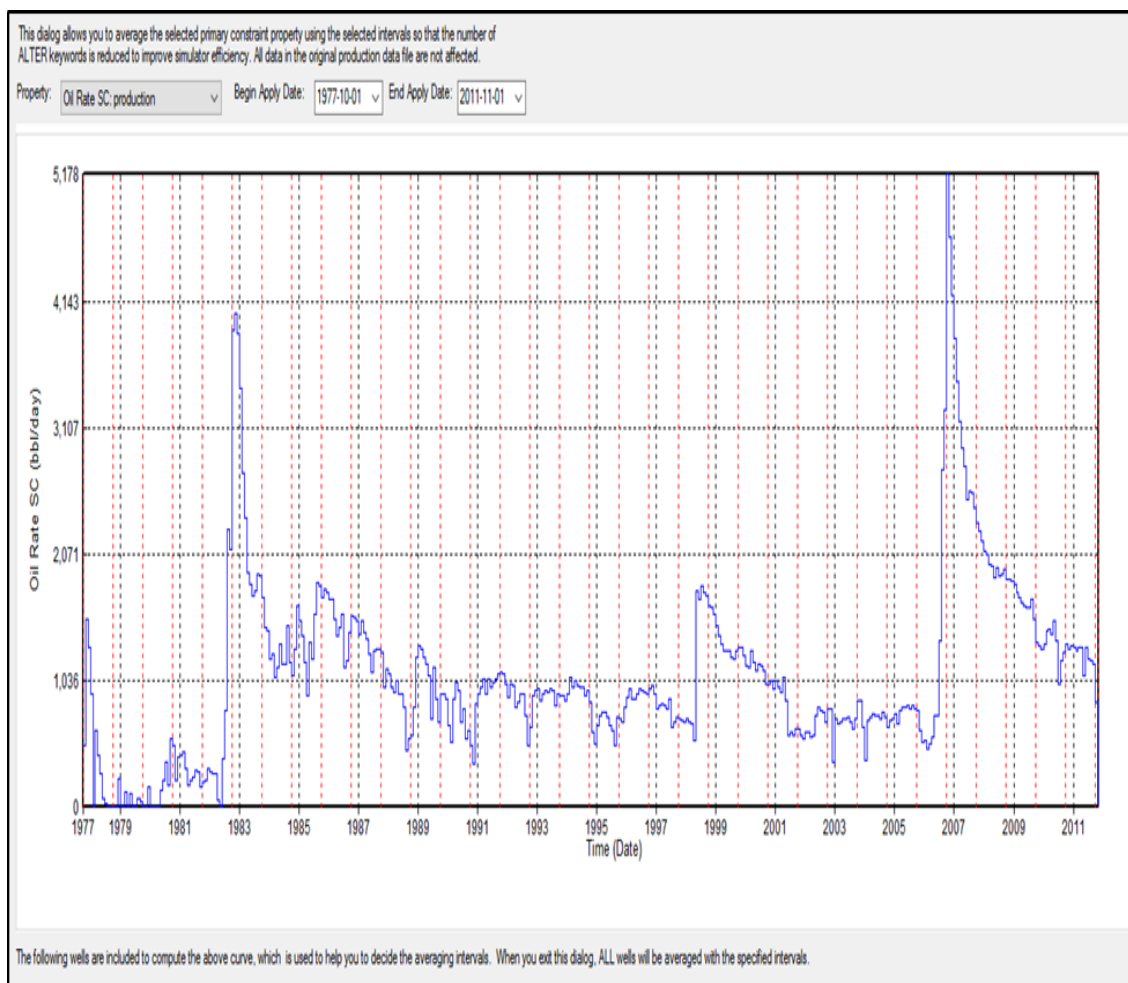


Figura 27. Historial de la producción del yacimiento

Fuente: Empresa operadora.

3.2.2.1. Pozo HXI-2

EL pozo HXI-2 se perforó en octubre de 1977 siendo su producción inicial de 800 Bls por día, el pozos se mantuvo produciendo hasta el año 2001 para luego ser cerrado hasta el año 2006 siendo este año el punto de mayor producción de 890 Bls por día, su producción acumulada asciende a 2,813 MMBls. La Figura 28 muestra que, a partir del año 1985 empieza la reducción de producción de petróleo y un aumento de la producción del agua de formación, para el año 2006 la declinación de la producción de petróleo tiene una declinación considerable y sigue esta tendencia hasta la actualidad.

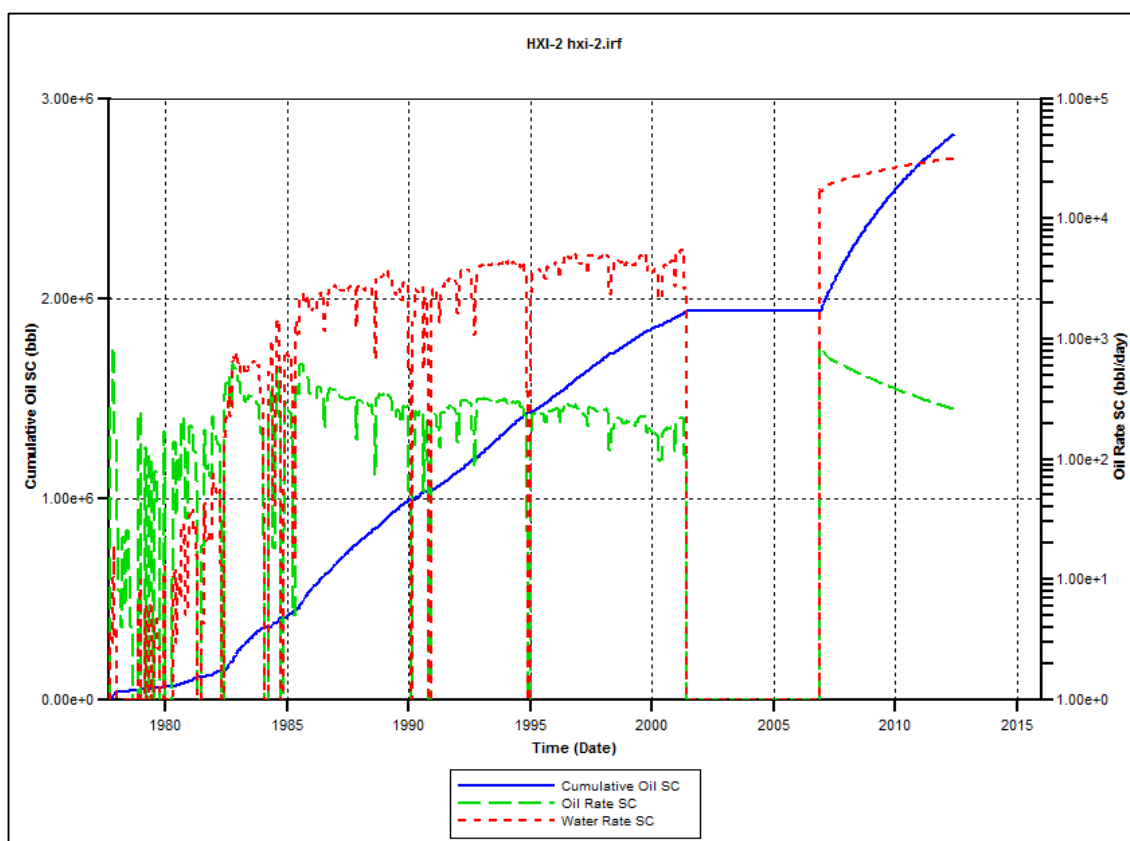


Figura 28. Producción del pozo HXI-2

Fuente: Empresa operadora.

3.2.2.2. Pozo HXI-3

La producción de este pozo inicia en 1978 con una producción de 35 Bls por día, por causas operativas se optó por cerrarlo hasta el 1999, que se efectuaron trabajos de reacondicionamiento y baleo llegando a producir 2,438 Bls por día siendo esta producción la más alta.

También podemos apreciar que existe una declinación de petróleo considerable y un aumento de producción de agua, este comportamiento es característico de los yacimientos con empuje por agua.

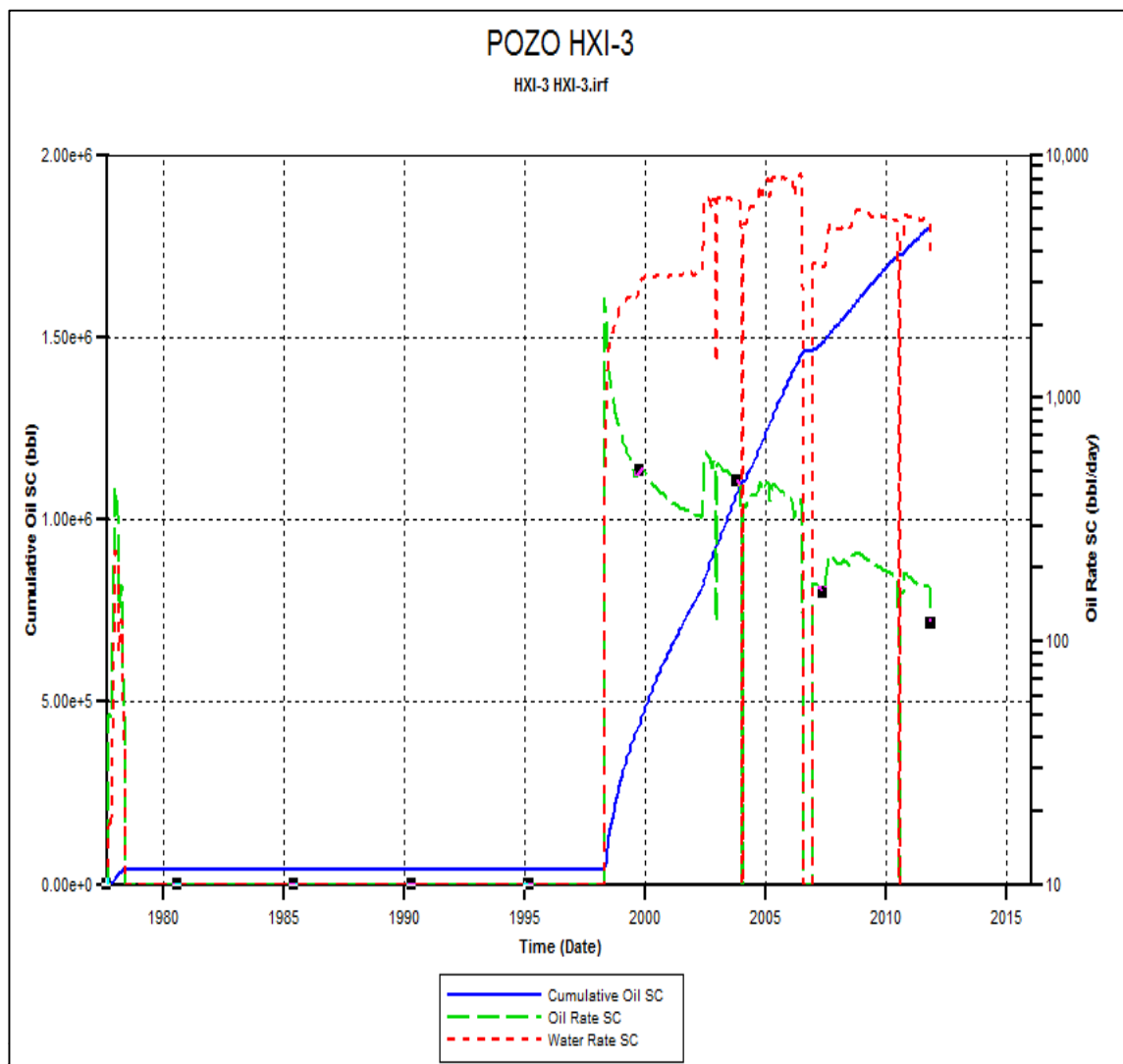


Figura 29. Producción del pozo HXI-3

Fuente: Empresa operadora.

3.2.2.3. Pozo HXI-4

Este pozo presenta múltiples paradas debido a la formación atravesada, su producción máxima fue de 884 Bls por día. El pozo es reactivado en el año 1997 luego cerrado en el año 2000. Después de trabajos de baleo el pozo es puesto en producción en el 2007, de esta manera, se ha logrado mantener operativo el pozo.

Al igual de los pozos ya mencionados la producción de agua es significativa, la producción acumulada de petróleo es de 37,524 Bls.

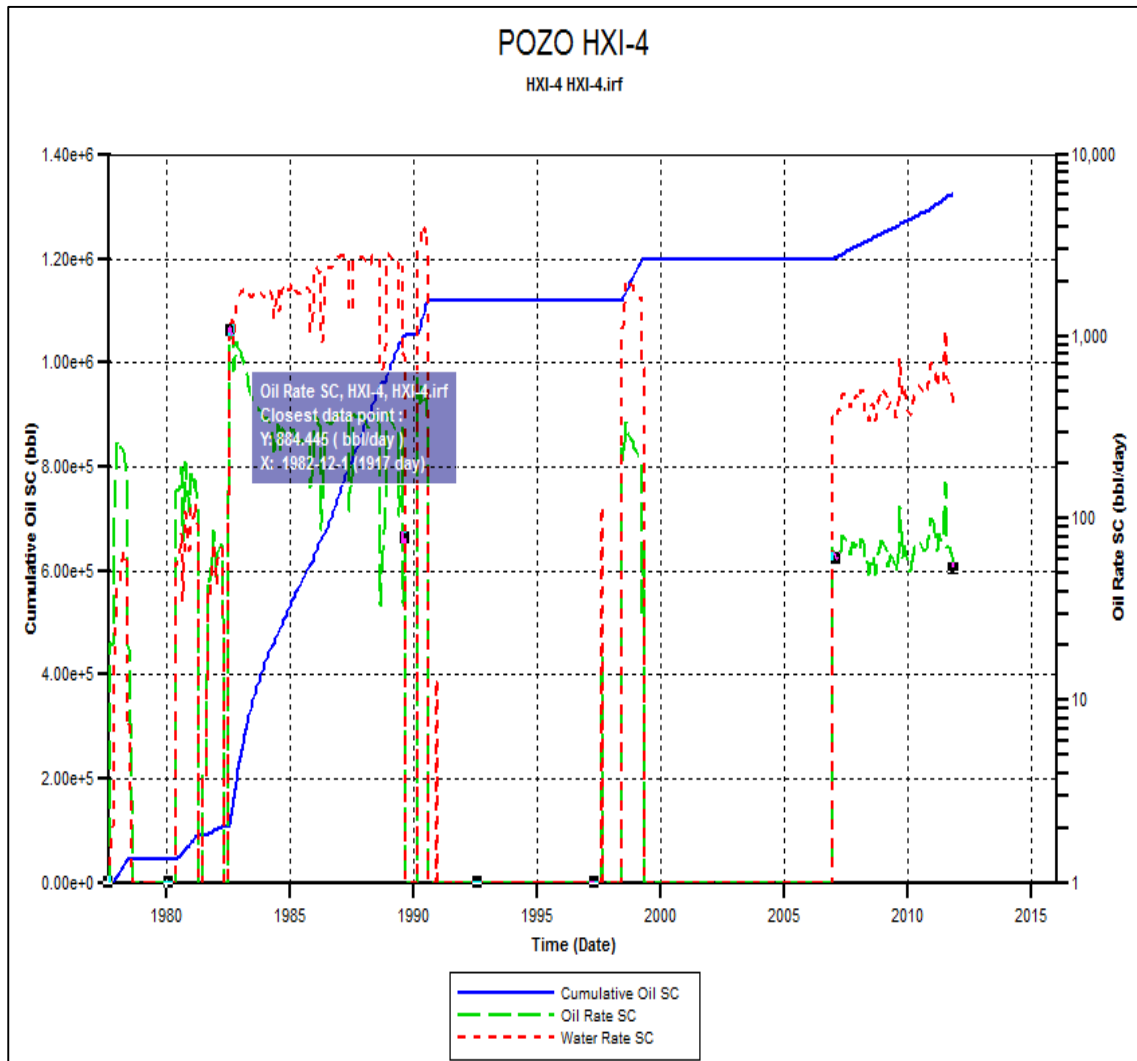


Figura 30. Producción del pozo HXI-4

Fuente: Empresa operadora.

3.2.2.4. Pozo HXI-5

El pozo HXI-5 fue perforado en octubre del 1979 con una producción de 80 Bls por día, al inicio de su puesta en producción el pozo produjo con un corte de agua bajo; a partir de 1985 la intrusión de agua empieza a ser más significativa por lo que se cerró en 1994. Luego de un buen estudio de ingeniería y de reservorio del pozo se reactiva en el 2005 manteniendo una declinación constante, su producción acumulada es de 13,152 Bls siendo este uno de los pozos con baja producción.

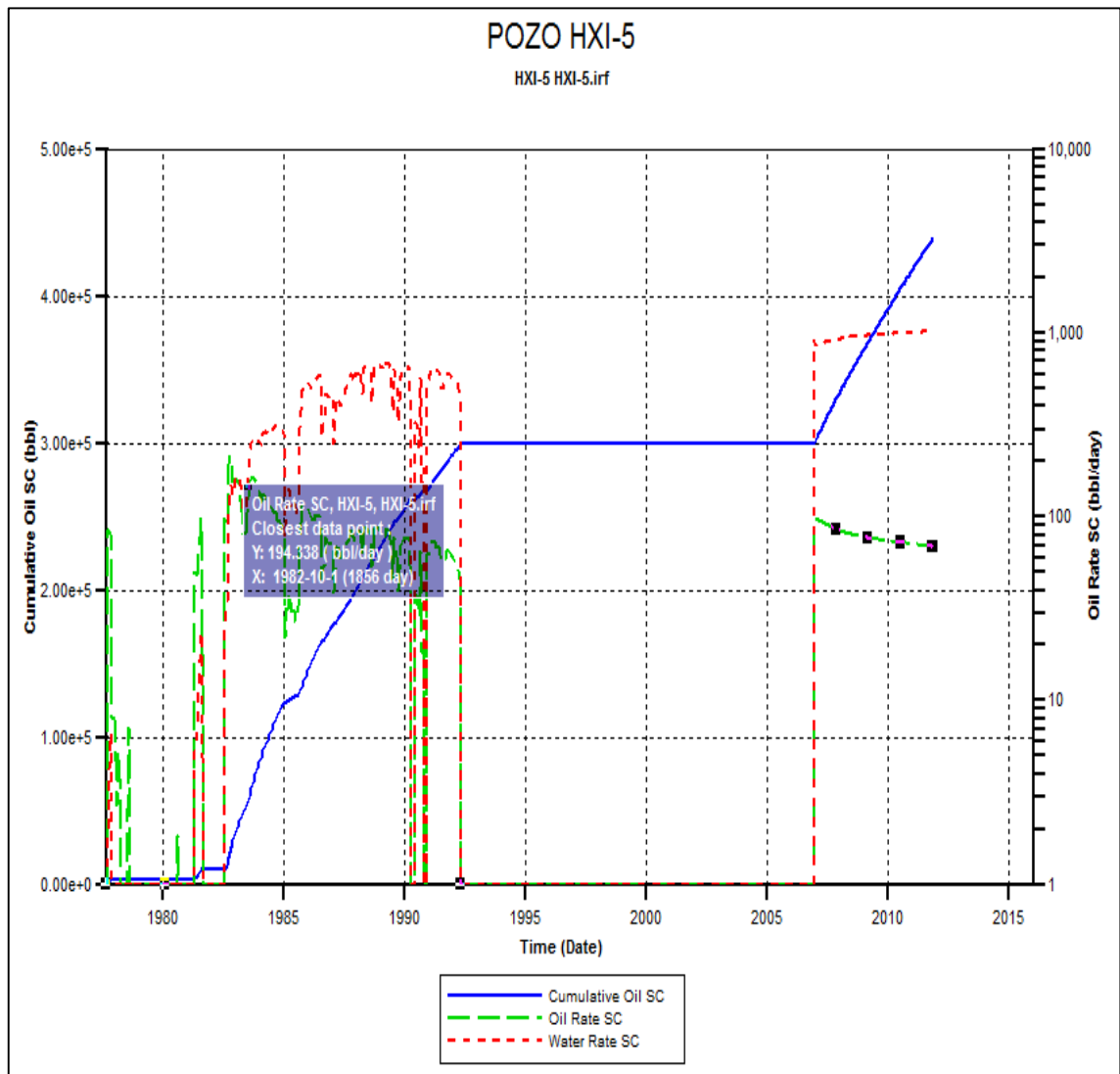


Figura 31. Producción del pozo HXI-5

Fuente: Empresa operadora.

3.2.2.5. Pozo HXI-6

Este pozo sólo alcanzó una producción máxima de 240 Bls por día, esto debido a un alto corte de agua, por lo que se procedió a cerrarlo su producción acumulada hasta el año 1987 alcanzó una producción de 4735 Bls.

Actualmente este pozo inyecta agua de producción a la formación como parte de trabajos de mantenimiento de presión del reservorio.

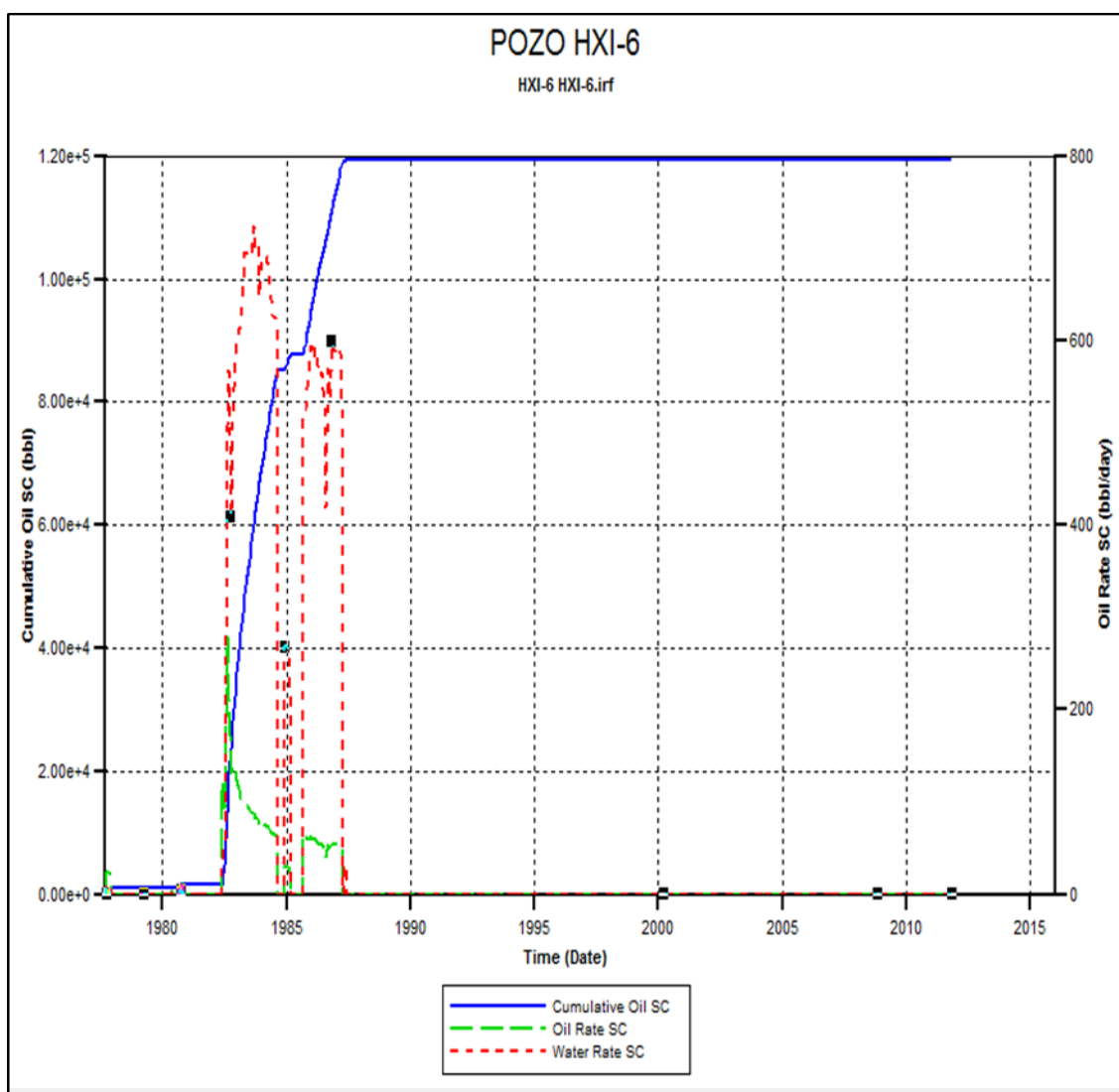


Figura 32. Producción del pozo HXI-6

Fuente: Empresa operadora.

3.2.2.6. Pozo HXI-7

Perforado en 1980 el pozo HXI-7 también presenta un alto corte de agua de formación, su producción máxima fue en el año 1983 de 249 Bls por día.

En el año 2000 se cerró y fue puesto en producción en el año 2006 y sigue operando en la actualidad, su producción acumula es de 17,662 Bls.

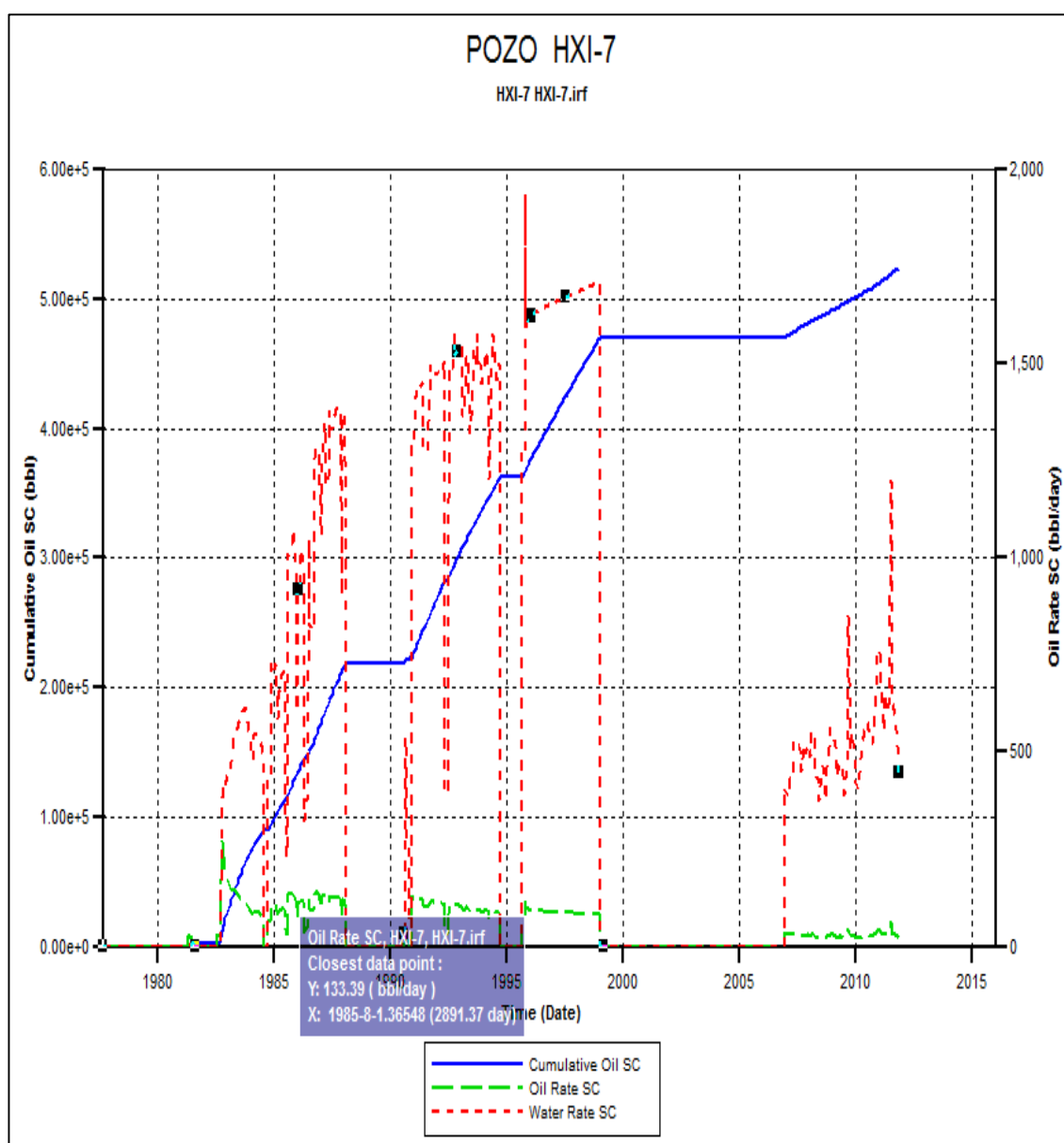


Figura 33. Producción del pozo HXI-7

Fuente: Empresa operadora.

3.2.2.7. Pozo HXI-8

La producción inicial de este pozo fue 248 Bls por día, hasta la actualidad tiene una producción de petróleo acumulada de 45,823. Su declinación es constante tal como se muestra en la figura 34. La producción de agua es considerable, esto es debido a la cercanía que tiene el pozo al acuífero presente en el yacimiento.

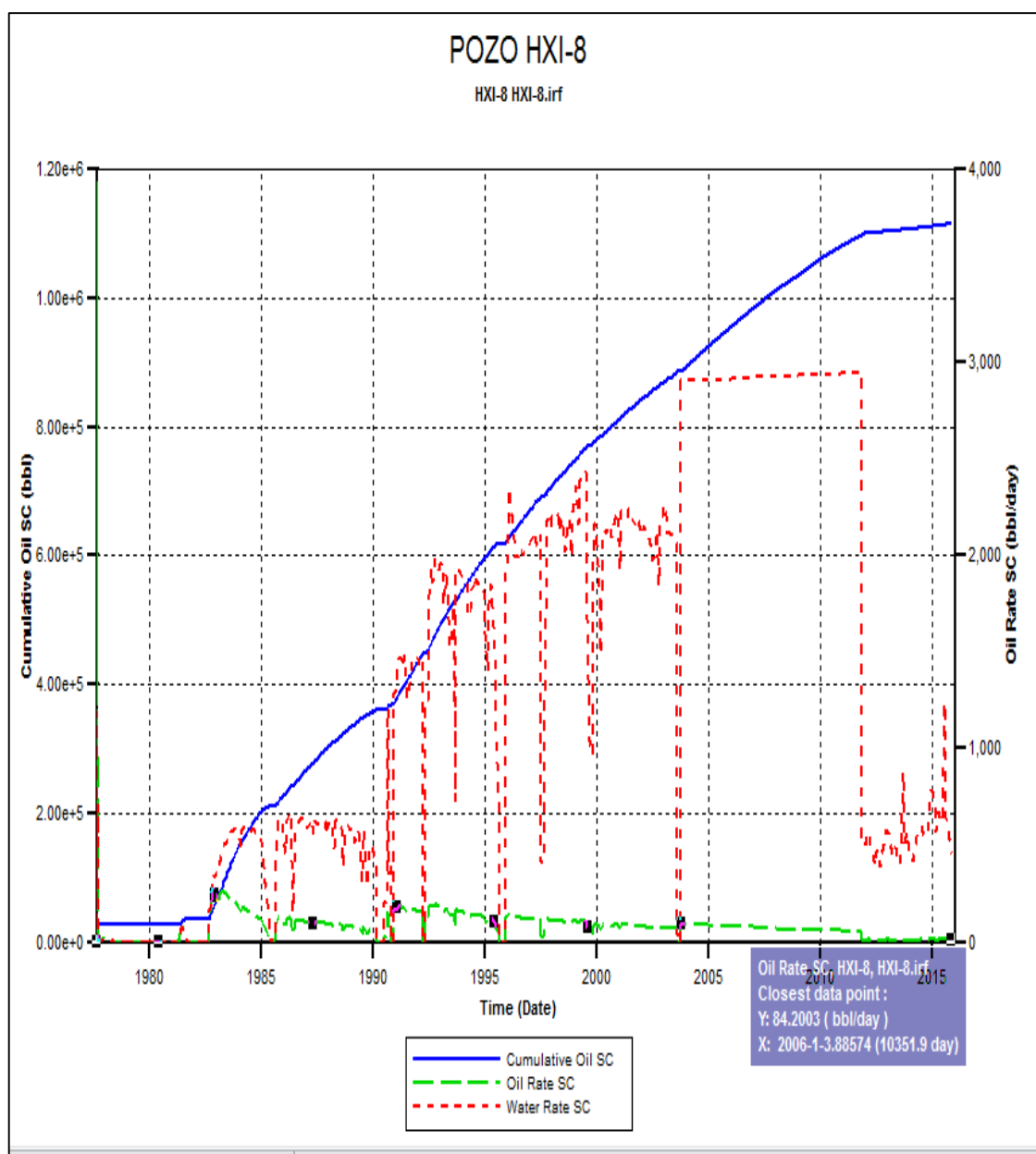


Figura 34. Producción del pozo HXI-8

Fuente: Empresa operadora.

3.2.2.8. Pozo HXI-9

Tal como se muestra en la figura 35 el pozo HXI-9 es uno de los pozos con mayor producción, debido a su ubicación en yacimiento, esta ubicación servirá como referencia para la ubicación de los pozos nuevos teniendo en cuenta el área de drenaje y niveles actuales de presión del reservorio.

La producción acumulada del pozo en mención es de 67,833 Bls, (cuando se menciona barriles de petróleo no debe estar en decimales. También se puede nombrar a la producción acumulada como 67.8 MBls) y el pico más alto de producción fue en el año en 1 989 con una producción de 378 Bls por día, este incremento fue el resultado de una estimulación matricial practicado a dicho pozo.

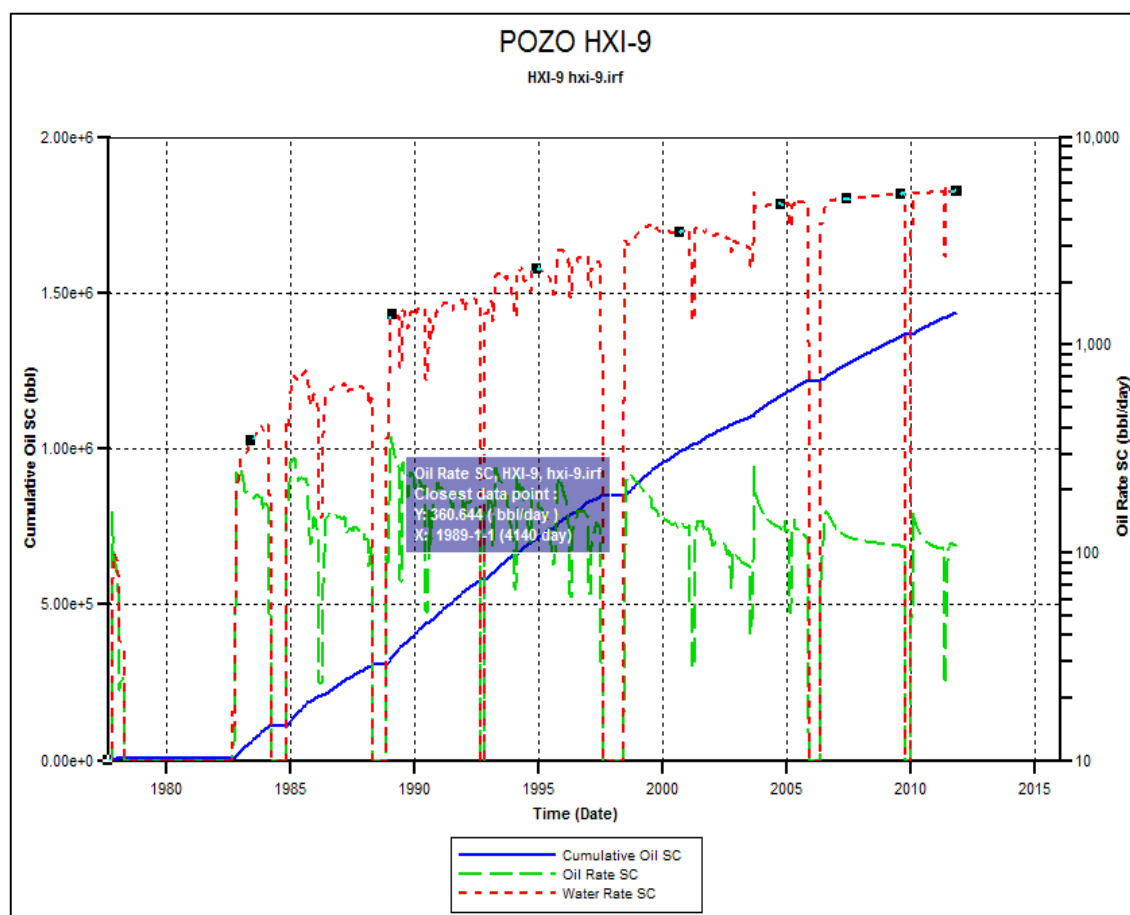


Figura 35. Producción del pozo HXI-9

Fuente: Empresa operadora.

3.2.2.9. Pozo HXI-10

Al igual que el pozo HXI-9, este pozo cuenta con una ubicación estratégica para la ubicación de los pozos propuestos para el proyecto, su producción acumulada asciende a 43,654 Bls.

Actualmente el pozo HXI-10 se encuentra cerrado debido a factores de diseño del debido al Corte de Agua.

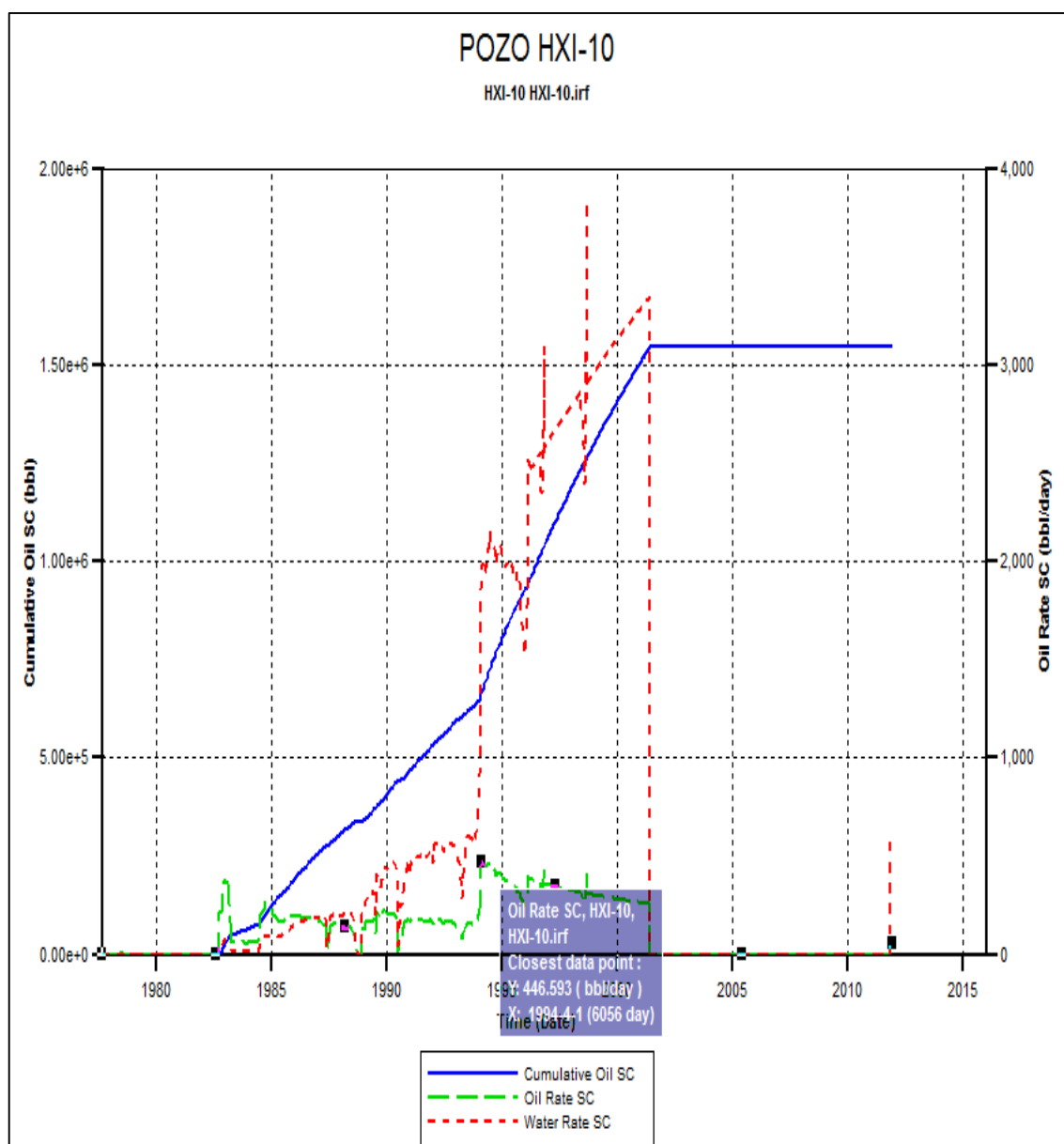


Figura 36. Producción del pozo HXI-10

Fuente: Empresa operadora.

3.2.2.10. Pozo HXI-11

En la actualidad el pozo se comporta como inyector por tener una baja producción y un alto corte de agua, su producción acumulada es de 2,035 Bls.

Su producción máxima se dio en el año 1982 y luego se optó por cerrarlo en el año 1985 con una producción de 20 Bls por día.

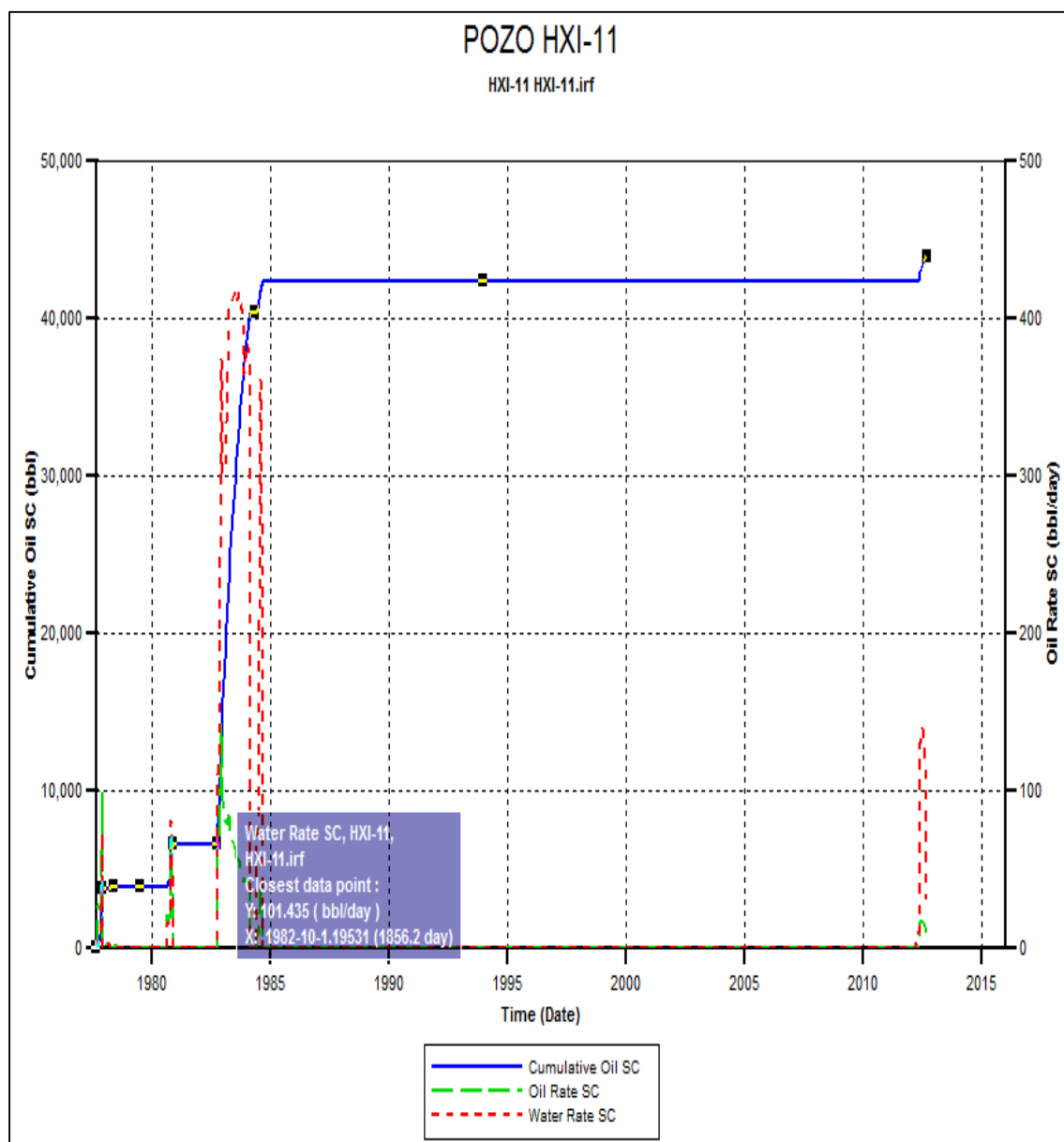


Figura 37. Producción del pozo HXI-11

Fuente: Empresa operadora.

3.3. Propiedades de Roca Productora y de los Fluidos

Para poder determinar los parámetros petrofísicos se utilizó los registros geofísicos de los pozos existentes en el yacimiento y las características de los fluidos se utilizó las pruebas PVT; para algunas propiedades que carecen de información se utilizará diferentes correlaciones con los datos obtenidos de los pozos cercanos.

3.3.1. Propiedades del Medio Poroso

3.3.1.1. Porosidad

La porosidad es definida como a la relación entre el volumen poroso y el volumen bruto de la roca. Matemáticamente se expresa:

$$\phi = \frac{V_p}{V_b}$$

Donde:

V_p = volumen poroso

V_t = Volumen total

La tabla 10 muestra las porosidades promedio del yacimiento de las ubicaciones y la figura 38, nos muestra como está distribuida la porosidad en el yacimiento.

Tabla 10
Porosidades del yacimiento

Pozos										
	HXI- 2	HXI- 3	HXI- 4	HXI- 5	HXI- 6	HXI- 7	HXI- 8	HXI- 9	HXI- 10	HXI- 11
Porosidad ϕ	0.21	0.25	0.17	0.19	0.18	0.17	0.16	0.17	0.23	0.18

Fuente: Empresa operadora.

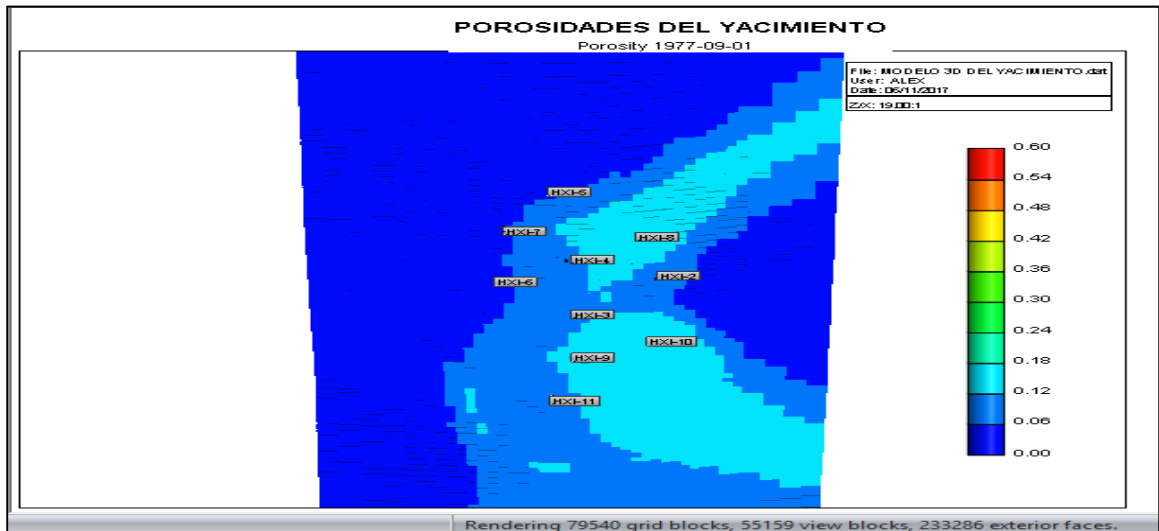


Figura 38. Distribución de la porosidad en el yacimiento

Fuente: Elaboración propia

3.3.1.2. Saturación de los fluidos

Se define con la relación que expresa el volumen de fluido que satura el medio poroso. Conocida esta cantidad y el volumen poroso de la roca podemos determinar volumétricamente el volumen del fluido que almacena la roca reservorio.

Matemáticamente se expresa:

$$\text{saturación de fluido} = \frac{\text{volumen total del fluido}}{\text{volumen poroso}}$$

Aplicando esta definición para cada fluido existente el yacimiento tenemos

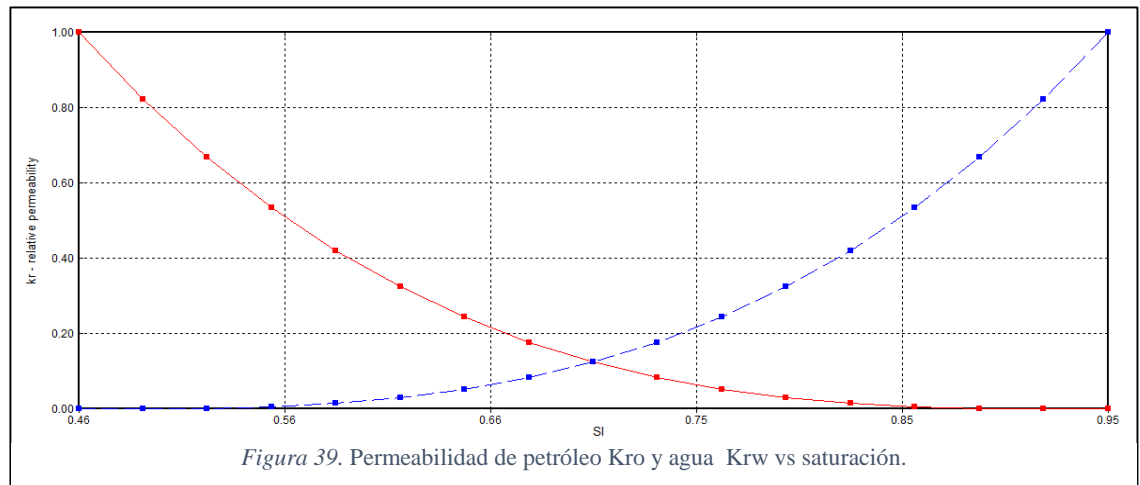
$$S_o = \frac{\text{volumen de petróleo}}{\text{volumen poroso}}$$

$$S_w = \frac{\text{volumen de agua}}{\text{volumen poroso}}$$

$$S_g = \frac{\text{volumen gas}}{\text{volumen poroso}}$$

Para el yacimiento modelo se ha considerado sólo saturación de agua y petróleo, la saturación promedio es de 0.52.

En la figura se muestra la intersección de la curva (azul) con el eje de permeabilidad relativa igual a cero.



Fuente: Elaboración propia.

3.3.1.3. Permeabilidad

Es la capacidad que tiene el medio poroso para dejar pasar los fluidos o para permitir el flujo de fluidos a través de las gargantas porales. Se expresa por la ley de Darcy y mide el grado en que están interconectados los espacios porosos. Esta propiedad es una medida de la conductividad de los fluidos y, por tener una analogía similar a un conductor de electricidad, se suele definir como el recíproco de la resistencia que el medio poroso presenta al flujo de los fluidos.

La permeabilidad puede ser: permeabilidad absoluta (K), permeabilidad efectiva ($k_{o/w}$) y permeabilidad relativa ($K_{ro/w}$).

La unidad de medida de esta propiedad es el Darcy, entonces decimos que un medio poroso tiene una permeabilidad de un Darcy si un fluido con una viscosidad de un centipoise (cp) fluye a través de este, bajo ciertas condiciones de flujo a un caudal de 1 cm^3 por segundo, por una área trasversal de 1 cm^2 , por una longitud de 1 cm y bajo una presión de 1 atmósfera.

Para este estudio se utilizó los datos obtenidos de los núcleos que se realizaron a los pozos.

En la tabla 11 se muestra la permeabilidad promedio que se obtuvieron del núcleo de cada pozo.

Tabla 11
Permeabilidad efectiva

Pozos										
	HXI-2	HXI-3	HXI-4	HXI-5	HXI-6	HXI-7	HXI-8	HXI-9	HXI-10	HXI-11
Permeabilidad k_o (md)	280	285	329	285	271	285	269	364	373	285

Fuente: Empresa operadora.

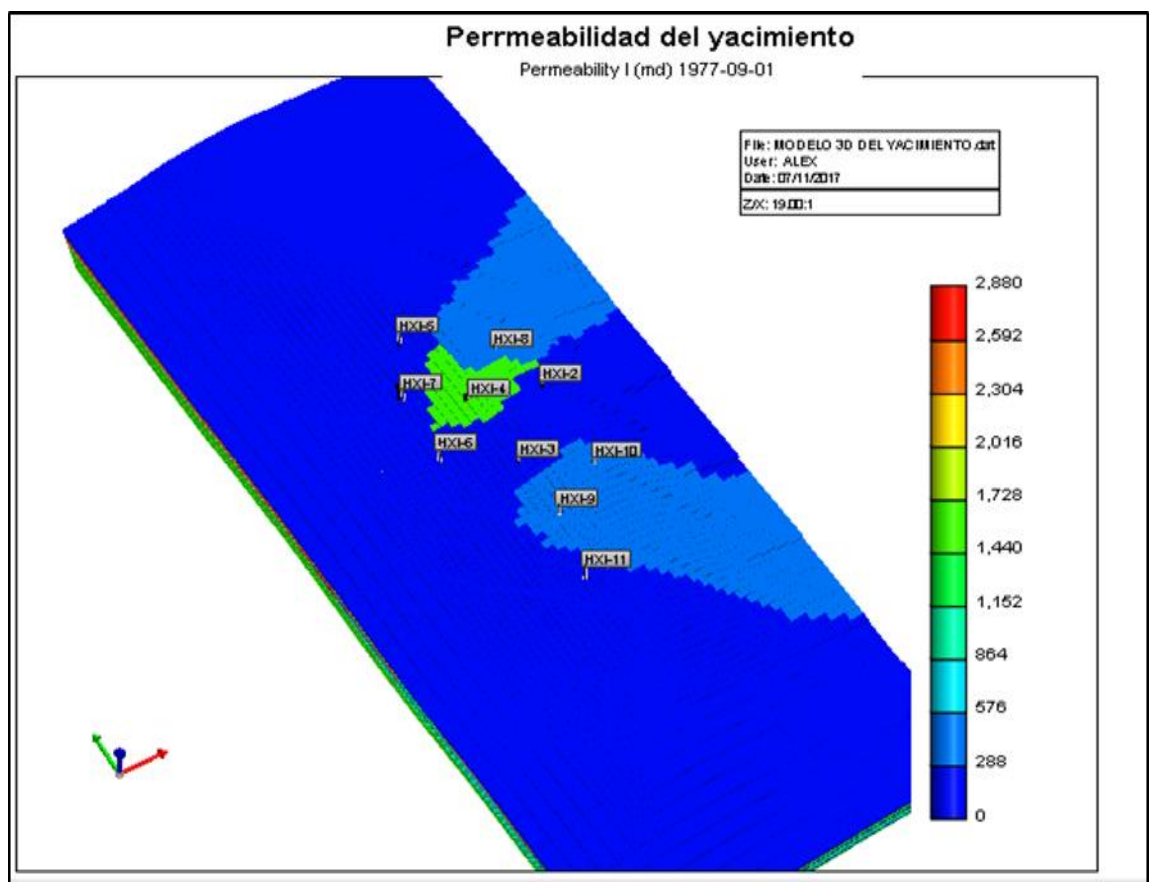


Figura 40. Distribución de la permeabilidad del yacimiento.

Fuente: Elaboración propia.

La figura 40 muestra cómo se encuentra distribuida la permeabilidad en todo el yacimiento, siendo el área donde se encuentra ubicado el pozo HXI-10 la que tiene mayor permeabilidad de 373 md.

3.3.2. Propiedades del Petróleo

3.3.2.1. Densidad del Petróleo

Esta propiedad se refiere a la relación de la masa del petróleo y del gas en solución por una unidad de volumen. En la industria petrolera la gravedad °API es equivalente a la densidad.

La gravedad °API compara la densidad del petróleo con la densidad del agua; esta comparación busca determinar si el petróleo es más pesado o liviano que el agua.

Matemáticamente se expresa en función de la gravedad específica del petróleo:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

La gravedad °API de los petróleos está entre 47° API para los petróleo livianos y 10°API para los petróleo pesados.

De las muestras de petróleo realizadas en los pozos existentes, el yacimiento muestra las siguientes gravedades °API en la tabla 12:

Tabla 12
Gravedad °API del petróleo pesado

Pozos										
	HXI- 2	HXI- 3	HXI- 4	HXI- 5	HXI- 6	HXI- 7	HXI- 8	HXI- 9	HXI- 10	HXI- 11
Gravedad °API	14.32	14.56	13.54	13.62	14.52	14.35	14.68	15.45	14.23	14.56

Fuente: Empresa operadora.

3.3.2.2. Viscosidad del Petróleo

La viscosidad del petróleo μ_o , es la característica que controla el flujo de petróleo en el medio poroso y de tuberías. Esta propiedad se define como la resistencia que presenta el fluido para moverse, esta se mide en centipoises (cp.).

La viscosidad del petróleo depende de la temperatura del yacimiento, la presión, la gravedad del petróleo y la solubilidad del gas. La viscosidad que se consideró para modelar en el yacimiento es de 67 cp a una presión de yacimiento de 4769 psi.

A continuación se muestra la curva de la viscosidad del yacimiento a diferentes presiones.

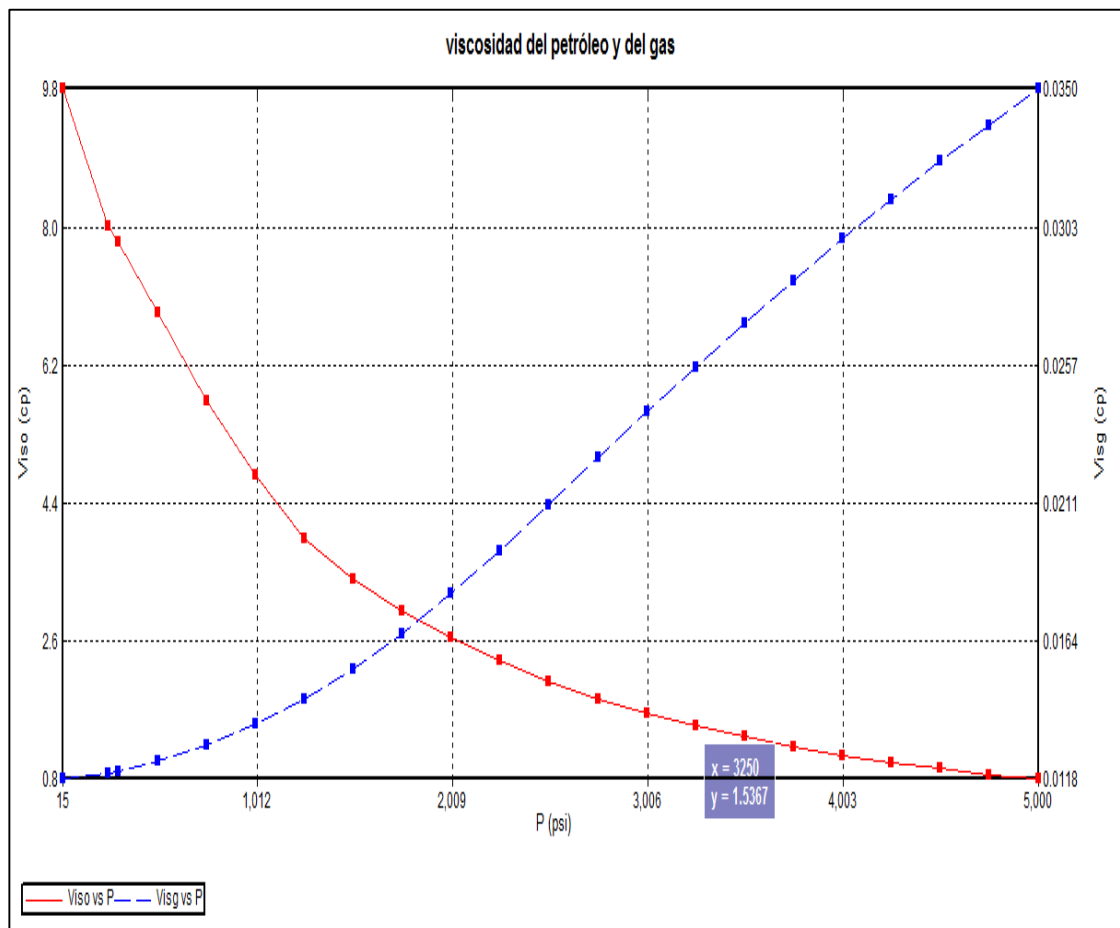


Figura 41. Viscosidad del petróleo

Fuente: Elaboración propia.

3.3.2.3. Factor Volumétrico del Petróleo en el Yacimiento

El factor volumétrico del petróleo β_o , es la relación entre el volumen de petróleo más su gas en solución en condiciones de presión y temperatura del yacimiento, y el volumen de petróleo en condiciones normales. Por esta razón el β_o siempre tendrá un valor mayor a la unidad. Matemáticamente se expresa por la relación siguiente:

$$\beta_o = \frac{(V_o)_{p,t}}{(V_o)_{sc}}$$

En la Figura 43, se puede observar que inicialmente el volumen del petróleo ya aumentado a medida que se reduce la presión hasta llegar a la presión de burbuja (P_b). Durante este proceso de disminución de presión, el gas contenido en el petróleo se expande haciendo que el volumen de petróleo aumente. Todo este proceso ocurre hasta que la presión llegue a ser igual a la presión de burbuja.

El factor volumétrico a la presión de yacimiento que se utilizará para los cálculos posteriores será de $\beta_o = 1.085 \text{ bbl/STB} @ P_y = 4768.7$.

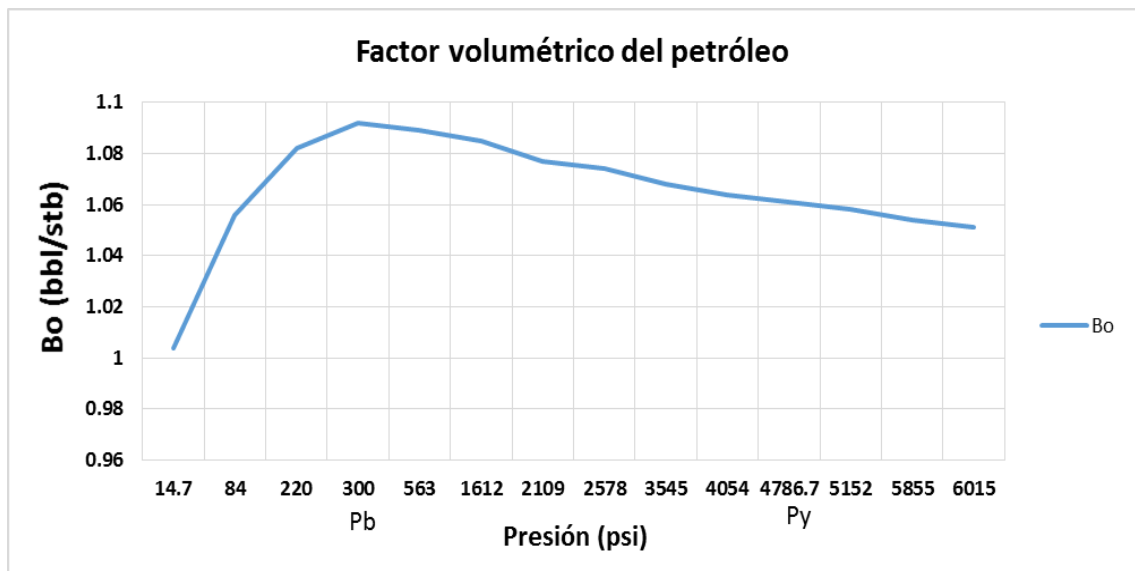


Figura 42. Factor volumétrico del petróleo

Fuente: Elaboración propia.

3.3.2.4. Viscosidad del Agua de Formación

Esta propiedad se encuentra en función de la presión, temperatura y su salinidad, por lo general la viscosidad del agua de formación se incrementa con la reducción de la temperatura, con el incremento de presión y el aumento de la salinidad.

Meehan (1980) propuso la correlación para calcular la viscosidad del agua de formación en función de la presión y temperatura del yacimiento.

$$\mu_w = \left(A + \frac{B}{T} \right)$$

$$A = -0.04518 + 0.009313(Y) - 0.000393(Y)^2$$

$$B = 70.634 + 0.09576(Y)^2$$

$$f_{pt} = 1 + [3.5e^{-12}p^2(T - 40)]$$

Donde

μ_w = viscosidad del agua, cp

T = temperatura, F

p = presión, psi

Y=salinidad del agua en ppm

Por cuestiones didácticas para el cálculo de la viscosidad de agua de formación se utilizará la correlación de Bill y Beggs (1978), que considera sólo los efectos que tiene la temperatura del yacimiento.

$$\mu_w = e^{(1.003 - 1.479 \cdot 10^{-2} \cdot T + 1.982 \cdot 10^{-5} T^2)}$$

Remplazando la temperatura del yacimiento T=200°F, se tiene una viscosidad de $\mu_w = 0.34$ cp.

3.4. Mecanismos de Producción

Son aquellos que aportan la energía suficiente para poder impulsar los fluidos desde las fronteras del yacimiento hacia el pozo y luego hacia la superficie mediante la tubería del pozo, estos mecanismos se encuentran influenciados por la presión del yacimiento.

Entre los mecanismos de producción tenemos:

- Producción primaria: el pozo produce por fluencia natural por energía propia del yacimiento. Luego que la presión en cabeza del pozo se agota, el pozo seguirá produciendo mediante levantamiento artificial.
- Producción secundaria: una vez que el yacimiento no cuenta con la energía suficiente para drenar y levantar los fluidos a la superficie, se procede a la inyección de fluidos especialmente agua para aumentar la presión del yacimiento.

- Producción terciaria: para este tipo de producción se opta por la inyección de químicos, combustión in-situ, bacterias, etc., con la finalidad de reactivar la movilidad del petróleo remanente que aún se encuentra en los yacimientos.

3.4.1. Empuje hidráulico o acuífero

En este tipo mecanismo, la presión inicial del yacimiento es mayor a la presión de burbuja por lo tanto no existe capa de gas. El acuífero se comporta como un mecanismo para mantener la presión del yacimiento, la eficiencia de recuperación en el Perú para reservorios con empuje por agua oscila entre 20 a 60%.

En la figura 43 nos muestra la tendencia casi constante de la presión del yacimiento esto se debe al empuje del acuífero existente en estos tipos de yacimiento, se visualiza también un aumento en la producción de agua de formación, con respecto a la declinación de petróleo se podría decir que se mantiene constante.

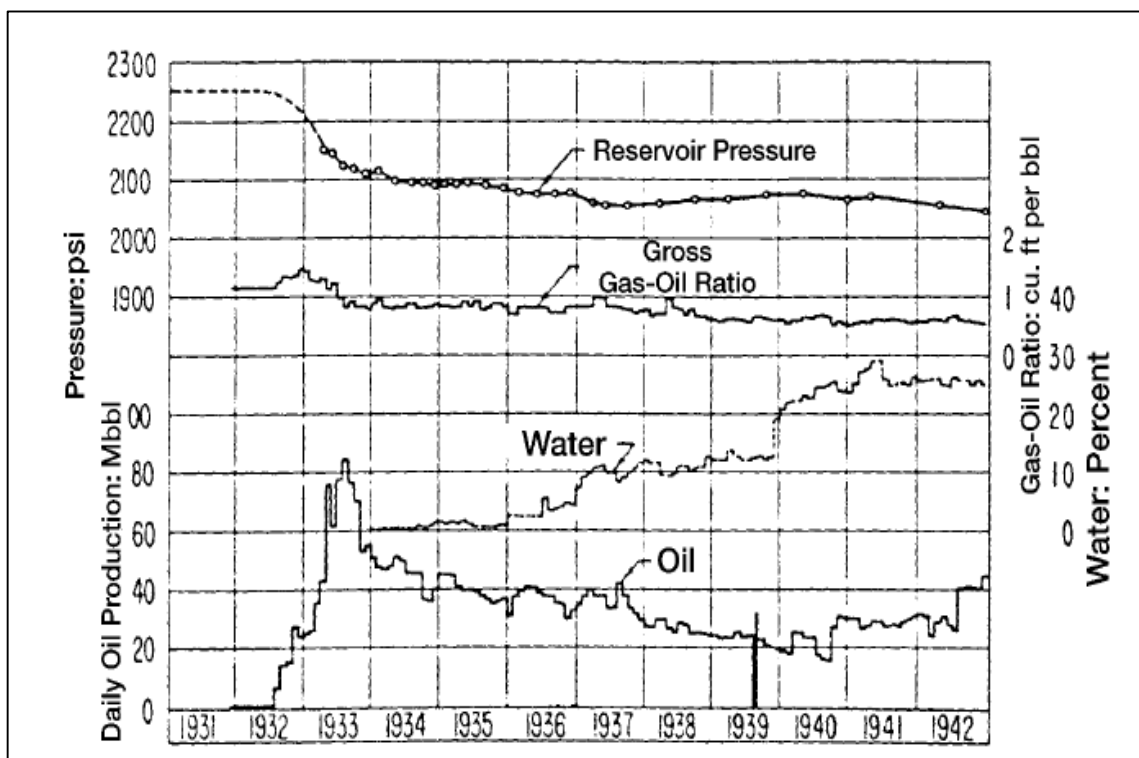


Figura 43. Producción típica por empuje de agua

Fuente: (Tarek, 2001).

3.4.2. Empuje por Gas en Solución

Este mecanismo también se le conoce como empuje por depletación, empuje volumétrico o empuje por expansión de fluidos. Este mecanismo es uno de los principales mecanismo de empuje que cubre un tercio de los reservorios de petróleo en el mundo.

Al inicio de la producción, la diferencia de presión permite que el gas disuelto comience a expandirse y traslade al petróleo del yacimiento hacia los pozos durante la vida productiva de los yacimientos.

La recuperación de petróleo para el mecanismo de gas en solución, está entre 5 y 25% del petróleo original in-situ, una de las características principales de este mecanismo es que la presión y la producción del yacimiento declinan muy rápido, tal como se muestra en la figura 44.

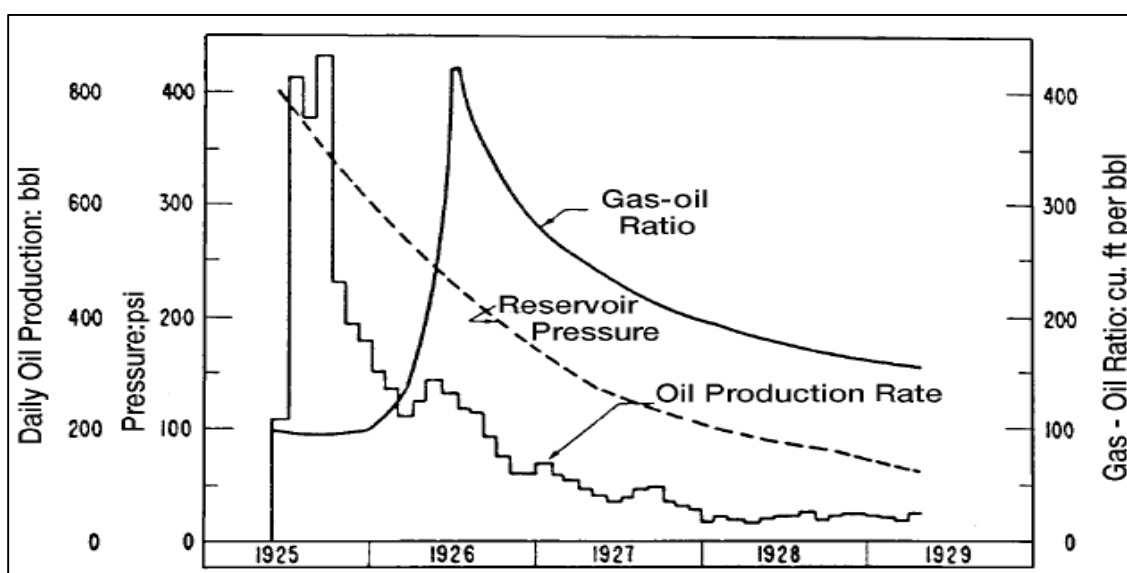


Figura 44. Producción típica por gas disuelto.

Fuente: (Tarek, 2001)

3.4.3. Empuje por Capa de Gas

En este tipo de empuje se considera que la presión inicial del reservorio es menor a presión del punto de burbuja $P_r < P_b$, a medida que la presión del yacimiento se reduce la capa de gas se expande logrando desplazar a petróleo hacia la superficie mediante la tubería de los pozos productores.

La eficiencia de recuperación de este mecanismo de producción está entre el 20 a 40% del volumen del petróleo original in-situ, también cabe mencionar en que los pozos que produce mediante este mecanismo natural presentan una alta relación gas petróleo, tal como de evidencia en la figura 45.

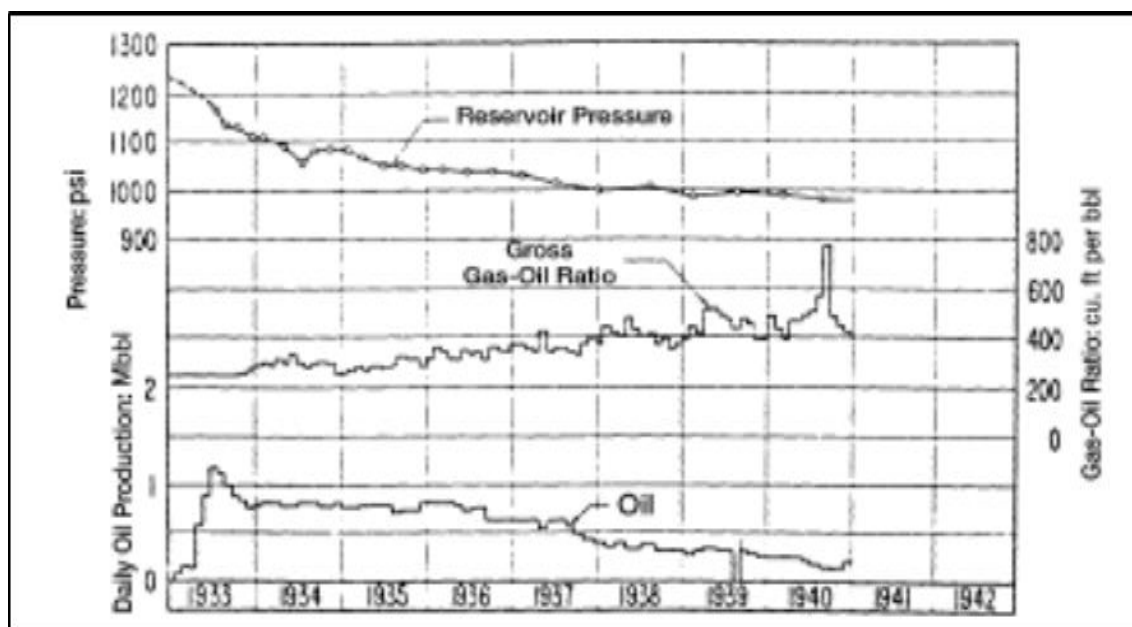


Figura 45. Producción por capa de gas

Fuente: (Tarek, 2001)

3.4.4. Factor de Recobro

El factor de recobro o recuperación de un yacimiento es el porcentaje de petróleo que se pudo extraer de manera técnica y económica.

Este factor está en función de muchas variables que influyen significativamente en el volumen de hidrocarburos que se puedan recuperar, entre ellas tenemos a las propiedades petrofísicas, presión y de los mecanismos de producción.

El factor de recobro puede ser calculado por diferentes métodos:

- Ecuaciones matemáticas empíricas
- Analogías de yacimientos
- Balance de materiales
- Simulación numérica

Para el cálculo del factor de recobro de nuestro yacimiento se utilizará la ecuación empírica propuesta por ARPS, esta se basó en datos estadísticos de yacimientos con empuje por agua.

$$\%Fr = 54.898 * \left(\frac{\phi(1 - S_w)}{\beta_{oi}} \right)^{0.0422} * \left(\frac{K \mu_w}{\mu_o} \right)^{0.077} * S_w^{-0.1903} * \left(\frac{P_i}{P_a} \right)^{0.2159}$$

Donde:

ϕ = Porosidad, fracción

S_w = Saturación de agua, fracción

β_{oi} = factor volumétrico del petróleo, bls/Bf

K = Permeabilidad absoluta, Darcys

μ_{oi} = Viscosidad del petróleo, cp

μ_w = viscosidad del agua, cp

P_i = presión inicial, psi

P_a = Presión de abandono

Para poder aplicar la ecuación se debe conocer la presión de abandono, para nuestro estudio se asumió como presión de abandono a la presión de burbuja del yacimiento para el caso del wáter drive.

Esta asunción se sustenta ya que el mecanismo de producción del yacimiento es por empuje de agua, esto hace que la presión no disminuya con el paso del tiempo gracias a la intrusión de agua.

Se debe dejar en claro que la presión asumida como presión de abandono es un parámetro que se utiliza solo con fines del cálculo del factor de recobro y no como la presión para abandonar el pozo productor. Ya que una vez que el yacimiento alcanza la presión de burbuja el gas en solución se liberará, por lo tanto al llegar a este punto el yacimiento se someterá a otro análisis.

En la tabla 13 se muestra los valores de los parámetros para realizar el cálculo del factor de recobro.

Tabla 13

Propiedades petrofísicas del yacimiento

Propiedades del yacimiento para el cálculo del factor de recobro								
Pi (psi)	Pb (psi)	Pa= Pb (psi)	k md	Ø (%)	β (bls/BF)	Sw (%)	μ _o (Cp)	μ _w (cp)
4 768.7	300	300	515	19	1.085	82	67	0.34

Fuente: Empresa operadora

$$Fr = 54.898 * \left(\frac{0.19(1-0.82)}{1.085} \right)^{0.0422} * \left(\frac{0.515*0.34}{67} \right)^{0.077} * 0.82^{-0.1903} * \left(\frac{4768.7}{300} \right)^{0.2159}$$

Reemplazando los valores en la ecuación tenemos FR= 54.9%.

3.5. Cálculos de Reservas del Área de Estudio

El volumen de reservas con las que cuentan un determinado país, indicará su dirección e intensidad en el desarrollo de su industria petrolera. Por tal razón que nace la necesidad de contar con cifras precisas y confiables de sus reservas, de esta manera sus normas que regirán este sector serán más realistas, dando estabilidad a los diferentes contratos realizados con el sector privado.

Para el sector privado las reservas de hidrocarburos es un indicador de mucha relevancia, pues estas forman parte de los pilares de sus finanzas, si un yacimiento no cuenta con las reservas económicamente recuperables simplemente abandonan el proyecto.

Cabe resaltar que el precio del petróleo tiene gran importancia en la determinación de las reservas, pues este puede favorecer la viabilidad de muchos proyectos de exploración y explotación e incluso puede ser un determinante para poder reclasificar un tipo de reservas.

3.5.1. Petróleo Original In- Situ (POES)

Es la cantidad de petróleo que se ha acumulado naturalmente, del cual se estima una cierta cantidad a extraer.

Entre los métodos más comunes para la cuantificación del POES es el método volumétrico, el cual depende del desarrollo del yacimiento y la información geológica y de ingeniería disponible.

Matemáticamente se expresa de la siguiente manera:

$$POES = 7758 \frac{V_N * \emptyset * (1 - S_w)}{\beta_o}$$

Donde:

POES = Petróleo original en sitio, es barriles estándar

V_N = Volumen neto de la roca reservorio en acre-pie

\emptyset = Porosidad de la roca

β_o = Factor volumétrico del petróleo

S_w = Saturación de agua

Con ayuda de los mapas de contorno, los mismos que se utilizó para generar el modelo estático del yacimiento, se logró determinar el volumen bruto de la roca en (Bls) considerando los programas Builder e IMEX, tenemos como resultado:

$$Volumen_{Bruto} = V_p = 21\,820,000 \text{ Bls}$$

Remplazando los valores en la fórmula anterior

$$POES = \frac{21\,820\,000 * 0.19 * (1 - 0.82)}{1.085}$$

$$POES = 687,782.5 \text{ bls}$$

Debemos de tener presente que estos mapas son modificados constantemente a medida que explotamos y desarrollamos el yacimiento, por lo que el volumen del petróleo en sitio puede ser ajustado y actualizado.

3.5.2. Reservas

Son aquellas cantidades de petróleo que se consideran económicamente recuperables de acumulaciones conocidas por aplicación de proyectos de desarrollo y a una fecha dada.

Como ya es de conocimiento en este sector, todas las reservas involucran un cierto grado de incertidumbre, la misma que depende de la cantidad y calidad

de la información geológica, petrofísica, geofísica y de ingeniería. Este nivel de incertidumbre puede ayudar a clasificar las distintas clases de reservas, tal como probada y no probadas.

3.5.2.1. Reservas Probadas

Son los volúmenes de hidrocarburos que han sido evaluados a una fecha dada a condiciones atmosféricas, y bajo criterios económicos y de operación, y que se estima que serán económicamente recuperables con un cierto grado de certidumbre. Este tipo de reservas pueden ser clasificadas como desarrollada o no desarrolladas.

3.5.2.2. Reservas No Probadas

Este tipo de reservas están basadas en datos geológicos, de ingeniería similares a los utilizados para estimar las reservas probadas; con la diferencia que estas reservas su nivel de incertidumbre, ya sea técnica, contractuales o de regulación evitan que sean clasificadas como probadas. Estas a su vez se pueden clasificar en probables, y posibles.

3.5.3. Métodos para la Estimación de las Reservas

En toda evaluación económica de proyectos petroleros es de suma importancia saber que volumen de hidrocarburos se puede recuperar para el proyecto sea viable económicamente, para ello es necesario predecir su producción y el cálculos de la reservas de hidrocarburos del yacimiento en estudio.

Para el cálculo de las reservas de un yacimiento existen los métodos siguientes:

- Volumétrico
- Balance de materiales
- Curvas de declinación

3.5.3.1. Método volumétrico

Es el método más simple y consiste en obtener el volumen de la roca reservorio, multiplicado por su porosidad (\emptyset) y la saturación de petróleo ($1-S_w$); tal como se calculó el POES, pero como se sabe no todo el petróleo en un yacimiento se puede extraer, por tanto es necesario multiplicar por un factor de recuperación, $Fr=54.9\%$ ya calculado anteriormente, de esta manera se obtuvo el volumen de reservas de nuestro yacimiento.

$$Reservas = POES * Fr$$

$$Reservas = 687,782.5 * 54.9\%$$

$$Reservas = 377,592.6 \text{ bls}$$

3.5.3.2. Método de balance de materiales

Este método asocia el equilibrio volumétrico existente entre los fluidos que originalmente contiene y los que quedan en el yacimiento, después de haber producido un volumen determinado de petróleo debido a la declinación de la presión.

Este método utiliza la conocida ecuación de balance de materiales, conocida hace mucho tiempo como una herramienta que utilizan los ingenieros de reservorio para interpretar el comportamiento de los yacimientos.

Su expresión matemática es:

$$N = \frac{N_p [\beta_0 + \beta_g (R_p - R_g)] - (W_e - W_p) \beta_w}{\beta_0 - \beta_{oi} + m \beta_{oi} \left(\frac{\beta_g}{\beta_{gi}} - 1 \right) + \beta_g (R_{si} - R_s) + \beta_{oi} (1 + m) \left(\frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_w} \right) \Delta P}$$

Donde:

N_p = Petróleo producido, BF

N = Petróleo original in-situ, BF

m = Tamaño inicial de la capa de gas o volumen inicial de la capa de gas/volumen de la Zona de petróleo (N)

N_p = Petróleo producido acumulado, BF

W_p = Agua producido acumulado, BF

R_p = Relación gas-petróleo acumulada, G_p/N_p , pcn /BF

R_s = Relación gas-petróleo, pcn/BF

β_o, β_w = Factor volumétrico de formación del petróleo y del agua, bbl/BF

β_g = Factor volumétrico de formación del gas, bbl/pcn

W_e = Intrusión acumulada de agua, BF

S_w = Saturación de agua, fracción

c_w, c_o, c_g = Compresibilidad del agua, del petróleo y de gas, 1/psi

c_f = Compresibilidad del volumen poroso, 1/psi

P = Presión estática del yacimiento, psi

$\Delta P = P_i - P$

i = inicial

Observando la ecuación anterior, se necesita de un gran número de datos confiables de laboratorio, lo que hace que este método no sea el adecuado para este estudio porque aumentará el grado de incertidumbre.

3.5.3.3. Método de las curvas de declinación

Este método extrapola la historia de producción para estimar el comportamiento futuro de la producción y se aplica a pozos individuales, grupo de pozos o en su totalidad de producción de un yacimiento, pero debemos de tener presente que este método no se puede aplicar en las fases iniciales de vida de un yacimiento ya que no se cuenta con la información de producción para realizar el pronóstico.

Este método consiste en representar en una hoja semiólogo la tasa producción versus tiempo (ver figura 46) y de esta manera poder tratar ajustar los datos en una línea recta y sus fines principales es pronosticar las reservas remanentes, planificar a largo plazo de las operaciones, estimación de algunas propiedades y calcular las posibles cargas fiscales.

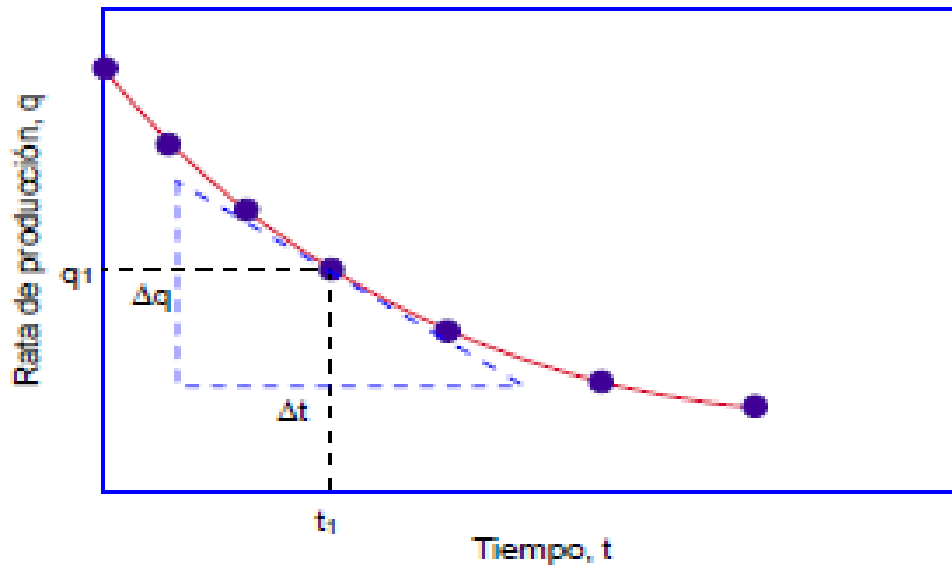


Figura 46. Tasa de declinación.

Fuente: (Escobar, 2000)

Para entender un poco más acerca de estas curvas, se debe saber que es la tasa de declinación, siendo esta el cambio fraccional de la tasas de producción (q) con el tiempo (t) y es definida como:

$$a = -\left(\frac{\Delta q/q}{\Delta t}\right)$$

Existen tres tipos de curvas de declinación: exponencial, hiperbólica y la armónica.

3.5.3.3.1 Declinación exponencial

Es la más usada de los tres métodos, pues sus parámetros son fáciles de determinar dando resultados más conservadoras de las reservas futuras.

Arreglando la ecuación de la tasa de declinación tenemos:

$$a\Delta t = -\left(\frac{\Delta q}{q}\right)$$

Si aplicamos pequeños intervalos de tiempo y efectuando sumatorias:

$$a \sum_0^t \Delta t = - \sum_{q_i}^q \frac{\Delta q}{q}$$

Ahora integrando:

$$at = \ln \frac{q_i}{q} = 2.303 \log \frac{q_i}{q}$$

Entonces:

$$q = q_i e^{-at}$$

3.5.3.3.2 Declinación Hiperbólica

Esta curva considera que la tasa de declinación varía con el tiempo y es muy representativo en yacimiento que tiene como mecanismo de producción al gas en solución.

La tasa de declinación es definida como:

$$\frac{a}{a_i} = \left(\frac{q}{q_i} \right)^n$$

Donde n es un número comprendido entre cero y 1. Decimos que si n = 0 entonces a=a_i, estamos frente a una curva exponencial. Y si n=1 la curva de declinación es llamada armónica.

siendo
$$a = - \left(\frac{\Delta q}{q \Delta t} \right)$$

entonces :

$$- \frac{\left[\frac{\Delta q}{q \Delta t} \right]}{a_i} = \left(\frac{q}{q_i} \right)^n$$

Integrando y separando variables

$$a_i \int_0^t dt = -q_i^n \int_{q_i}^q q^{-(n+1)} dq$$

Aplicando la integral tenemos

$$q_t = \frac{q_i}{[nat + 1]^{\frac{1}{n}}}$$

Donde:

q =tasa de producción a un determinado tiempo

q_i = tasa de producción inicial

n =factor de declinación

a = tasa de declinación

3.5.3.3.3 Declinación armónica

En yacimientos que producen por segregación gravitacional es común usar este tipo de curva. Tal como mencionamos anteriormente, la declinación armónica es una variante de la declinación hiperbólica, siempre que n sea igual 1.

De esta manera la producción es:

$$q = \frac{q_i}{(na_i + 1)}$$

CAPITULO IV

UBICACIÓN DE LOS FUTUROS POZOS PRODUCTORES

4. Introducción

Para la ubicación de los futuros pozos productores se integra diferentes disciplinas tal como la ingeniería geológica para la evaluación de las formaciones productoras, la ingeniería de reservorios para caracterización de las formaciones mediante los registros eléctricos, desempeño de la producción y la estimación de reservas. Con la integración de estas áreas se logrará maximizar la producción optimizando costos.

En este capítulo se evaluará el área donde se perforará los pozos productores, la producción de cada pozo y su pronóstico de producción para su evaluación económica.

4.1. Ubicación de los nuevos pozos

Los mapas de contorno y el modelo estático del yacimiento indican que la mejor la zona donde se podría perforar, es la zona de color celeste (figura 47) donde la característica de la roca y el carácter productivo de la formación es muy bueno, indicando mejores características de reservorio y de mejor calidad, de manera estaría delimitando el yacimiento en estudio.

Los pozos que se perforaran atravesarán tres formaciones de interés que se encuentra a una profundidad de 13,540 pies hasta 13,660 pies de profundidad.

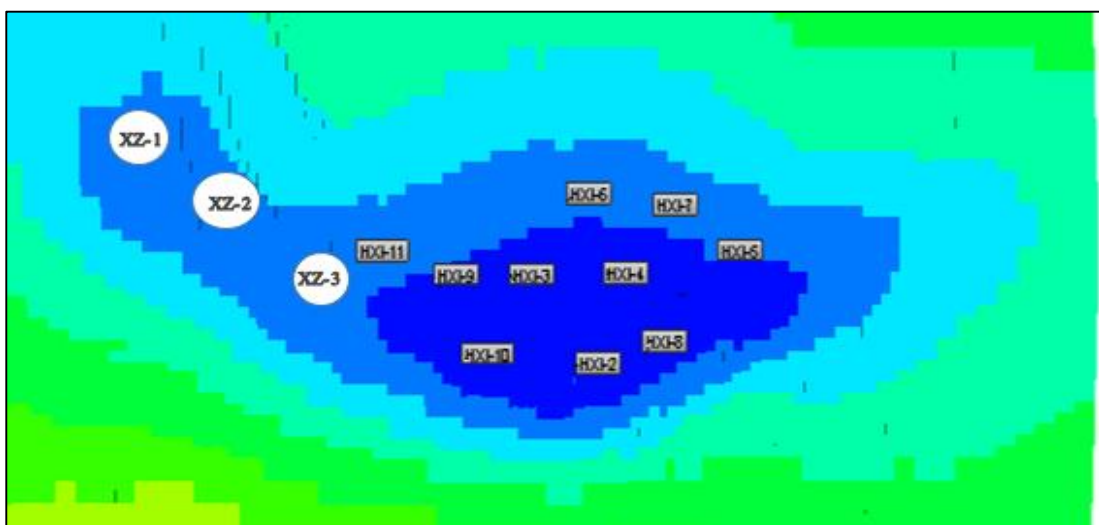


Figura 47. Ubicación de los nuevos pozos en el yacimiento

Fuente: Elaboración propia.

4.2. Pozos vecinos

Para ubicar los nuevos pozos en el yacimiento es necesario determinar un espaciamiento entre los pozos, esto con el fin de evitar la interferencia en la producción, pero siempre tratando de drenar la mayor área posible del yacimiento.

Debido a que los pozos: HXI-5, HXI-6, HXI-7 y HXI-11 atraviesan la formación de interés, y contamos con un volumen de petróleo drenado, estos servirán como referencia para realizar el cálculo del espaciamiento entre los pozos a perforar.

La fórmula que se emplea para este cálculo es la siguiente:

$$V_o = \frac{\pi * r^2 h * \emptyset}{5.615 * \beta_o}$$

Donde:

V_o = volumen petróleo drenado acumulado (bls)

r =Radio de drenaje (pies)

h =Espesor neto saturado de petróleo (pies)

\emptyset =porosidad efectiva (%)

β_o = Factor volumétrico inicial (BlS/Bf)

Aplicando la formula anterior obtendremos los radios de drenaje de los pozos vecinos tal como se muestra en la tabla 14.

Tabla 14

Radio de drenaje

Radio de drenaje de los pozos vecinos (pies)			
HXI-5	HXI-6	HXI-7	HXI-11
539	324	625	312

Fuente: Elaboración propia.

De la tabla anterior logramos determinar el radio promedio de drenaje $r= 425$ pies por lo tanto los pozos a perforar estarán espaciados a dos veces el radio de drenaje, es decir a 850 pies.

La tabla 15 resume las posibles características de los pozos a perforar.

Tabla 15
Características de los pozos a perforar

Características de los pozos			
Pozos	Estructura	Arena	Espesor
XZ-1	Se encuentra en la parte baja de la estructura	Gran potencial para almacenar hidrocarburos, pero alta intrusión de agua	45 pies aprox.
XZ-2	Se encuentra en la parte media de la estructura	Gran potencial para almacenar hidrocarburos	38 pies aprox.
XZ-3	Se encuentra en la parte alta de la estructura	Gran potencial para almacenar hidrocarburos, baja intrusión de agua	48 pies aprox.

Fuente: Elaboración propia

4.3. Reservas estimadas para los pozos a perforar

La estimación de las reservas para los nuevos pozos, se desarrollara mediante el método volumétrico tomando como datos geológicos a los pozos: HXI-5, HXI-6, HXI-7 y HXI-11, asumiendo que los nuevos pozos tendrán el mismo comportamiento de producción de los pozos mencionados.

Todos los pozos a perforar serán verticales y el modelo de flujo será radial (ver figura 48), entonces el área de drenaje sería el área del círculo:

$$A = \frac{\pi r_d^2}{43560}$$

A continuación se detalla el cálculo, de las reservas para el pozo XZ-1

$$A = \pi(425)^2 = 13 \text{ Acres}$$

Considerando todos los valores de las propiedades tanto petrofísicas y propiedades del petróleo ya establecidos en el capítulo anterior, se obtiene mediante el método volumétrico las reservas del pozo.

$$POES = 7758 \frac{A * h * \phi * (1 - S_w)}{\beta_o}$$

$$POES = 7758 \frac{* 13 * 71 * 0.19 * (1 - 0.82)}{1.085}$$

POES _{XZ1} = 225 708.5 Bls.

Reservas = POES * Fr

Reservas_{XZ1} = 123,9 MBls

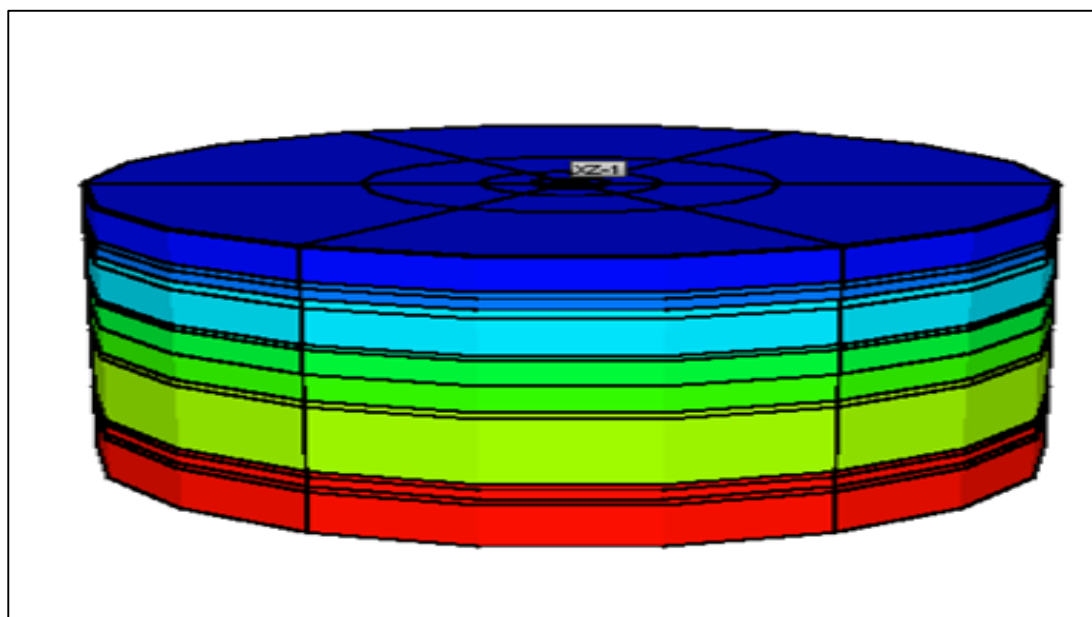


Figura 48. Flujo radial para el pozo XZ-1

Fuente: Elaboración propia.

La tabla 16 resume el cálculo de las reservas para los pozos que se pretende perforar

Tabla 16

Reservas de los pozos a perforar

Reservas de los pozos a perforar según su área de drenaje		
Pozos	POES (Bls)	Reservas (MBls)
XZ-1	225,708.5	123.9
XZ-2	226,216.8	124.2
XZ-3	216,658.4	119.0

Fuente: Propia

4.3.1. Estimación de la tasa inicial de producción

Para el cálculo de la tasa inicial de producción se realizó de forma probabilística, y se asumió que los nuevos pozos tendrán el mismo comportamiento de los pozos vecinos ubicados en la formación que atravesaran los pozos a perforar.

Para el cálculo probabilístico de producción se tomaran como datos de entrada a la permeabilidad del petróleo (K_o) y los espesores netos (h), estos datos corresponde a 36 pozos vecinos de otros lotes incluyendo los pozos ubicados en el área de estudio.

Para los tres pozos que se perforará se estimará la misma tasa de producción inicial, ya que existe un grado de incertidumbre de los valores que podrían tomar las variables petrofísicas (K_o , h).

De esta manera estaría reduciendo dicha incertidumbre en el cálculo de tasa inicial (Q_i) con las distribuciones de probabilidad de los parámetros petrofísicos de los pozos vecinos.

Cabe mencionar que los datos tomados de los pozos vecinos corresponden a las mismas formaciones que atravesarán los pozos nuevos. La ecuación que se utilizará para la estimación de la tasa inicial se muestra a continuación, y se asumirá que por ser pozos nuevos no existe daño ($S=0$):

$$q_o = \frac{0.0078 * k * h * (p_i - p_{wf})}{\beta * \mu_o * \left[\ln \left(\frac{r_{eq}}{r_w} \right) + s \right]}$$

Donde:

r_{eq} = Radio equivalente(pies)

k = Permeabilidad (md)

h = espesor de la zona productora (pies)

B = Factor volumétrico (Bls/STB)

U_o = Viscosidad (cp)

P_i = Presión del reservorio (psi)

P_{wf} = Presión fluyente del reservorio (psi)

S = Daño en la cara del pozo

Una vez seleccionando las variables de entrada para el cálculo de la tasa inicial de producción Q_o , se procede a definir el tipo de distribución probabilística que tendrían estas variables.

4.3.1.1. Distribución de probabilidad de permeabilidad.

Tal como se muestra en la figura 49 esta característica petrofísica del yacimiento muestra una distribución logística, con una media igual 284 md y un desviación estándar de 56.3.

El cálculo de la media mediante el promedio aritmético que usualmente utilizamos nos arroja una permeabilidad promedio (K_o) igual a 289 md, este valor nos podría hacer sobre estimar la tasa de producción inicial, haciendo que nuestro indicador de rentabilidad (VAN) no sea muy confiable para la toma de decisiones.

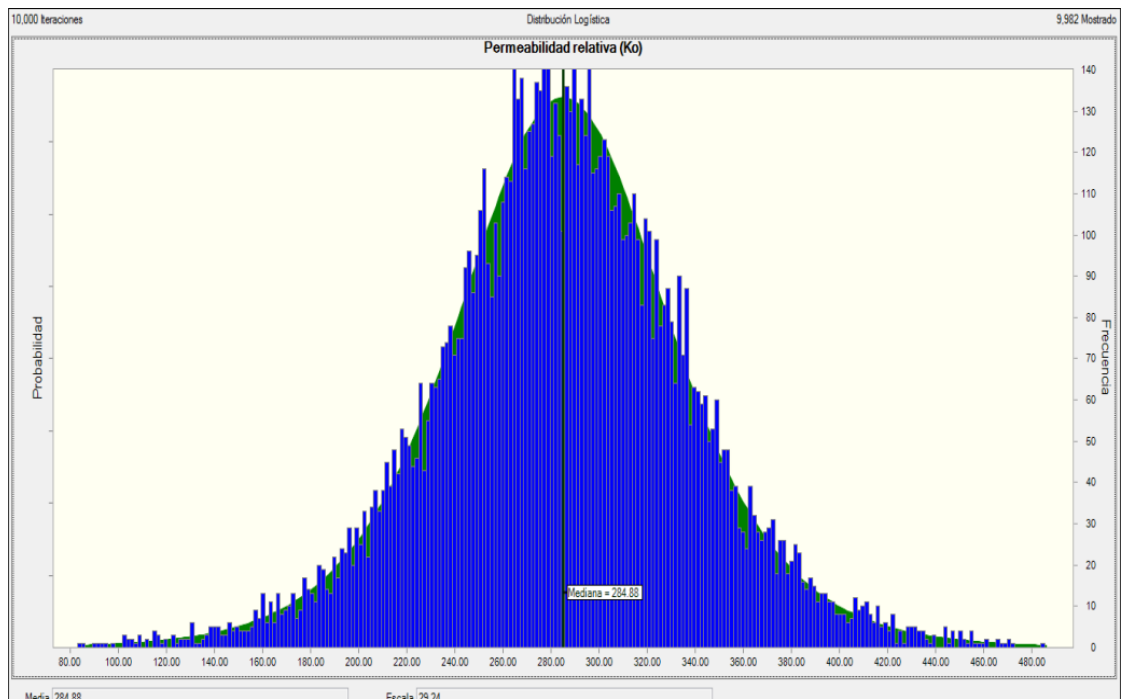


Figura 49. Distribución de probabilidad de la permeabilidad

Fuente: Elaboración propia en Crystal Ball.

4.3.1.2. Distribución de probabilidad del factor volumétrico del petróleo.

Para esta variable se optó por la técnica de juicio de expertos, debido a que no se cuenta con suficiente datos de laboratorio para poder realizar una distribución de probabilidad, de esta manera se eligió la

distribución triangular para el factor volumétrico del petróleo (ver figura 50)

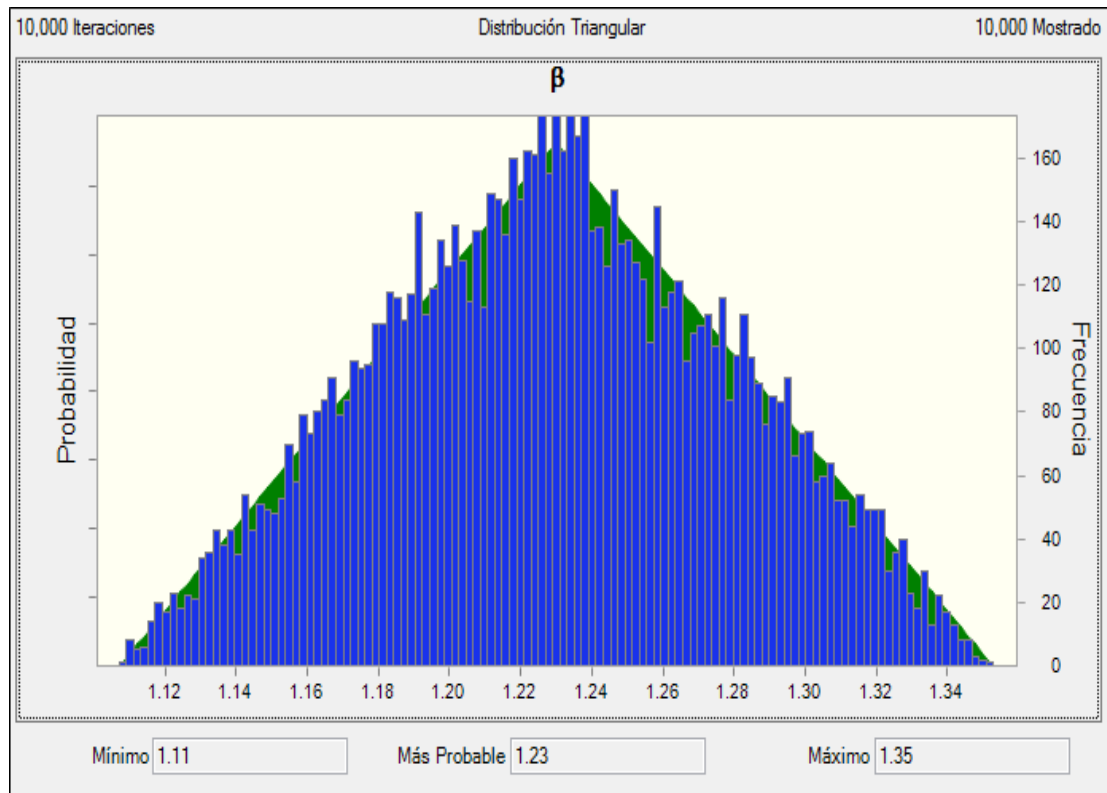


Figura 50. Distribución de probabilidad del factor volumétrico del petróleo

Fuente: Elaboración propia en Crystal Ball.

4.3.1.3. Distribución de probabilidad de espesor neto (H)

A diferencia de la variable permeabilidad el espesor neto (H) muestra una distribución beta (figura 51), teniendo como espesor mínimo y máximo 26.7 pies y 66.0 pies respectivamente. De esta manera reducimos la incertidumbre que podría tener la tasa inicial de producción (Q_i) afectado por la variabilidad de los parámetros petrofísicos.

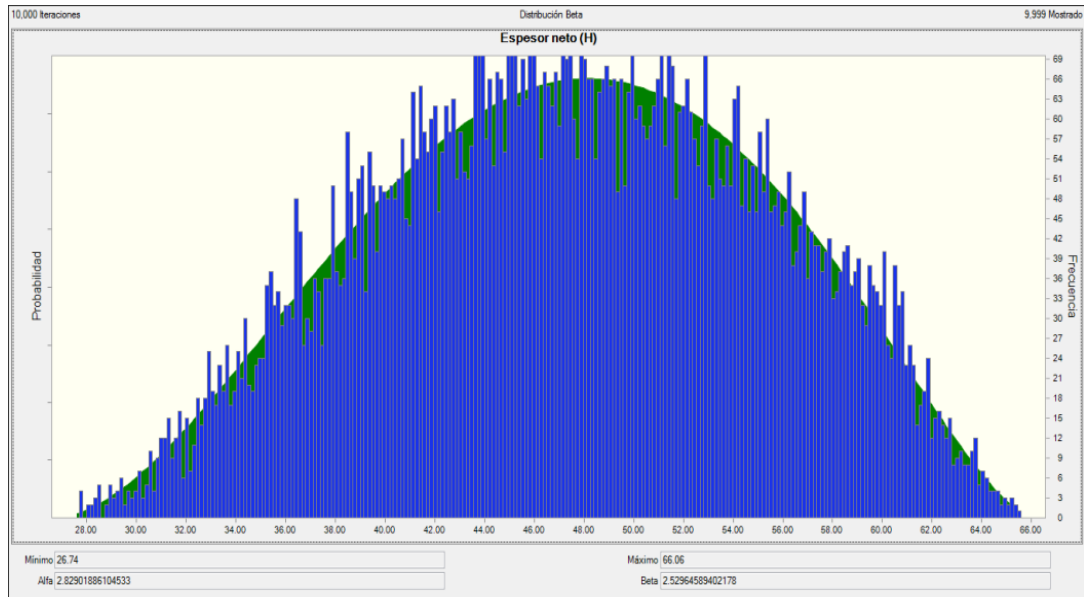


Figura 51. Distribución de probabilidad del espesor neto

Fuente: Elaboración propia en Crystal Ball.

Una vez que se ha logrado determinar las distribuciones de probabilidad de las variables petrofísicas, se determina la variable de salida que para este caso es la tasa de producción inicial de petróleo. Corriendo el modelo con Crystal Ball se obtuvo la distribución de probabilidad lognormal para (Qi), siendo el valor más probable de 1,080 Bls/d (ver figura 52).

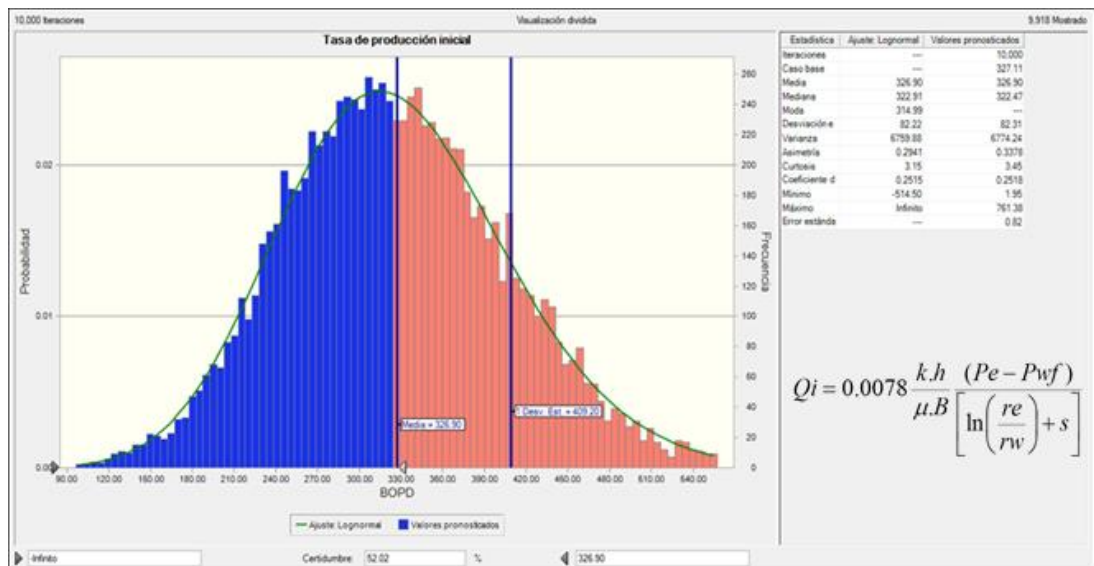


Figura 52. Distribución probabilística de la tasa inicial de producción

Fuente: Elaboración propia en Crystal Ball.

4.3.2. Pronóstico de la producción

Para el pronóstico de la producción se utilizó el método de las curvas de declinación mencionada en el capítulo anterior, siendo necesario determinar la tasa de declinación (a) y el factor de declinación (n).

Debido a que la producción del yacimiento en estudio no sigue una declinación determinada, se tuvo que elegir el tiempo de producción del pozo HX-8, quien muestra una declinación ajustable a las curvas de declinación ya estudiadas, de esta manera con el método de los puntos promedios se logró determinar la tasa de declinación (a)= 0.01/mes.

Se necesita saber si la producción estimada de los tres pozos que se perforarán, es rentable para el proyecto de perforación de tres pozos de desarrollo, es por ello que sólo se trabajará con la producción estimada de estos tres pozos.

Ya determinada la tasa inicial de los pozos, se procedió el pronóstico de la producción utilizando la curva de declinación exponencial que es la que mejor describe la declinación de un yacimiento. La ecuación que describe esta curva de muestra a continuación.

$$q_t = \frac{q_i}{[nat + 1]^{\frac{1}{n}}}$$

Donde:

q =tasa de producción a un determinado tiempo

q_i = tasa de producción inicial

n =factor de declinación

a = tasa de declinación

Se estima que el proyecto se ejecutará en el mes de octubre del año 2018, empezando con una producción de 1,080 Bls/d y hasta el fin del periodo de evaluación con una producción de 698 Bls/d.

La figura 53 muestra el tipo de declinación estimada de los pozos que se perforarán en el yacimiento.

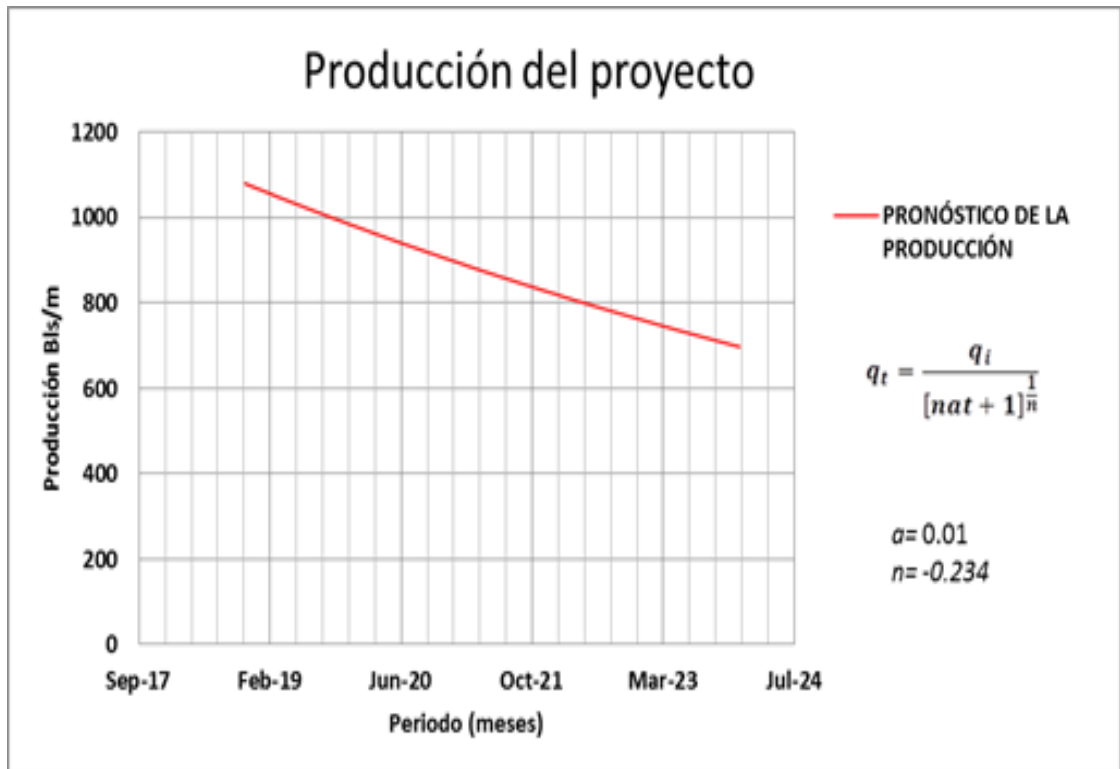


Figura 53. Producción del proyecto

Fuente: Elaboración Propia.

CAPITULO V

5. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

El análisis de económico de un proyecto tiene como objetivo determinar si este es viable o no, independiente de cualquier financiamiento y además determinará cuál será los beneficios económicos que este generará, este análisis nos ayudará a determinar la viabilidad de del proyecto; tomando como indicadores de viabilidad al valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR).

5.1. Consideraciones para la evaluación económica

- El periodo de evaluación del proyecto será de 5 años (octubre 2018 a diciembre del 2023), tiempo en la que se estima que se producirá 1,524M barriles de petróleo crudo.
- Para el proyecto se considera una tasa de descuento de 12%.
- Para la evaluación se plantea un análisis determinístico y un análisis estocástico.
- Se considera que los tres pozos que se perforarán, tendrán el mismo comportamiento de producción, esto es debido a que los factores petrofísicos tales como la permeabilidad y el espesor neto que influyen en el cálculo de la tasa de producción inicial, pertenecen a la misma formación productora.
- Las variables que se consideran riesgosas para el proyecto son: tasa de producción, precio del petróleo, costos de operación y la inversión afectados por el tiempo de perforación.

5.2. Costo de perforación y completación

Para el análisis del presente estudio se tuvo en consideración todos los costos incurridos en la perforación y la completación de un pozo de desarrollo vertical que ha llegado a la profundidad de la formación objetivo, por tanto se considera que estos costos no tendrán una variación relevante para los pozos propuestos, ver tabla 17.

Tabla 17
Costos de perforación y completación

ESTIMATED DRILLING COST							
RIG		Profundidad (pies)	13500	Días de Perforación	16	days	Tangible Intangible
A.- Perforación de tres pozos							
1.- Acceso y Plataforma						15,000	15,000
Gastos Ambientales (EIA)						8,000	8,000
Permisos gubernamentales						7,500	7,500
Geomembrana						4,800	4,800
Sub Total:						35,300	
2.- DTM		1 EA			12000 \$	12,000	12,000
Sub Total:						12,000	
3.- Perforación							
Equipo	Renta	16 days		0 hours	16,000 \$/day	256,000	256,000
	Rig Services in logging			36 hours	725 \$/hour	26,100	26,100
	Diesel	900 gal/day		0 days	2 \$/day	0	0
	water	18000 gal/day		0 days	0 \$/day	0.0	0
	Renta de Herramientas, Jar Mecánico			11 days	1,200 \$/day	13,200	13,200
	Directional Drilling			7 days	14,000 \$/day	98,000	98,000
	Bits					14,000	14,000
	Coring					0	
Fluidos de Perforación	Materials		13500 feet		8 \$/foot	108,000	108,000
	Service		15 days		400 \$/day	6,000	6,000
Mud Logging	Mobilización		2 EA		3,500 \$/day	7,000	7,000
Mud Logging	Servicios		11 days		900 \$/day	9,900	9,900
Registros eléctricos	Open Hole					40,000	40,000
Conductora 20"Ø		20 feet	30.5			610	610
	Cementation	cemento and aditivos				1,200	1,200
		servicio para cementar				2,500	2,500
Casing Superficie 9 5/8"		300 feet	32 \$/foot			9,600	9,600
	Inspection		7.5 \$/tbg			56	56
	Cementation	cemento and aditivos				7,000	7,000
		flotation material				3,600	3,600
		servicio para cementar				6,000	6,000

Tabla 17, Continuación.

Transporte de equipos y materiales				3,200		3,200
Production and Pressure Test, PVT and Analysis		1 EA	0 \$	0		
Cabezal de pozo				18,000	18,000	
Supervision Contract (Company Man)		16 days	200 \$/day	3,200		3,200
Technical Service		16 days	200 \$/day	3,200		3,200
Communications		16 days	200 \$/day	3,200		3,200
Pickups	2	ea	16 days	50 \$/dia	1,600	1,600
Supplies		16 days	120 \$/day	1,920		1,920
Miscellaneous				8,000		8,000
Total Rubro:				820,736		
TOTAL DRILLING				868,036		
(US\$/PIE)				64.30		
B.- Completion Pozo Alta Presión						
Well Service Rig		4 days	3840 \$/día	15,360		15,360
Swab Unit		0 days	38 \$/hr	0		
Tubing Head				3,200	3,200	
Completion fluid		1 days	2200 \$/día	2,200		2,200
Cased Hole Logging				8,000	8,000	
Perforating		200 shoots	30 \$/shoots	6,000		6,000
Frac		EA	22,000 \$	0		
Acid		0 EA	42,000 \$	0		
Squeeze		0 EA	8,000 \$	0		0
Surveying, Testing & Evaluating		1 EA	5,500 \$	5,500		5,500
Pipe strings and accessories		13400 feet	3 \$/foot	40,200	40,200	
Tubing Inspection		447 joints	10 \$/joint	4,467		4,467
Artificial Lift	Gas Lift System			8,600	8,600	
Surface equipment				2,000	2,000	
DC & Downhole Tools rental and services		1 EA	2,500 \$	2,500		2,500
Flowline		4000 feet	2.20 \$/ft	8,800	8,800	
Supervision Contract (Company Man)		4 days	0 \$/day	0		
Supervision Company(Technical Service)		days	200 \$/day	0		0
Misceláneos				4,000	4,000	
TOTAL COMPLETION				110,827		
C.- Total de los pozos(U.S.\$)						
				2,936,588	132,800	846,063

Fuente: Empresa operadora

5.3. Costos operativos

Los costos de operativos es el monto de que la empresa invierte al producir un barril de petróleo; estos incluyen mantenimiento de trochas, tratamiento de petróleo, mantenimiento de los pozos, sueldo de personal, mantenimiento de vehículos, entre otros (ver tabla 17).

Tabla 18
Costos operativos

DETALLE	COSTO POR POZO
Alimentación de personal	\$450.00
Combustibles	\$7,500.00
Compra de Medicinas	\$60.00
Gastos en Implementos de Seguridad	\$500.00
Limpieza de accesos	\$600.00
Acéites y Lubricantes	\$8,000.00
Mantenimiento preventivo de motores a gas	\$2,400.00
Mantenimiento de Baterías y Manifold	\$2,300.00
Mantenimiento de Bombas	\$900.00
Mantenimiento de extintores	\$500.00
Mantenimiento de Generador Eléctricos	\$4,000.00
Mantenimiento de Laboratorio	\$2,000.00
Mantenimiento de Líneas de Flujo	\$1,490.00
Mantenimiento de Sistema Eléctrico	\$4,000.00
Mantenimiento de vehículos	\$700.00
Mantenimiento preventivo de motores eléctricos	\$2,000.00
Monitoreo Efluentes y calidad de aire	\$2,500.00
Reparación de computadoras	\$649.00
Servicio de Vigilancia	\$1,800.00
Suministro de Energía Eléctrica	\$7,000.00
Transporte de materiales y equipos	\$1,800.00
Utiles de Limpieza	\$134.28
Servicio de Pozo	\$3,100.00
Mediciones físicas	\$1,300.00
Sueldo del personal	\$3,000.00
COSTO DE LOS POZOS (US\$)	\$176,049.84

Fuente: Empresa operadora

De la tabla 18 se logra ver el costo total de operación (OPEX), luego dividiendo esta cantidad por el volumen total de petróleo proyectado, de tal forma que el costo de producción para el proyecto es 15 \$/Bl.

5.4. Ingresos del proyecto

Los ingresos del proyecto se logran obtener, multiplicando la producción de petróleo por el precio en el mercado del mismo, estos ingresos estarán sujetos diversos descuentos los mismos que se detallaran en el flujo de caja del proyecto.

La figura 54 nos muestra como declina los ingresos, característica en proyectos de extracción.

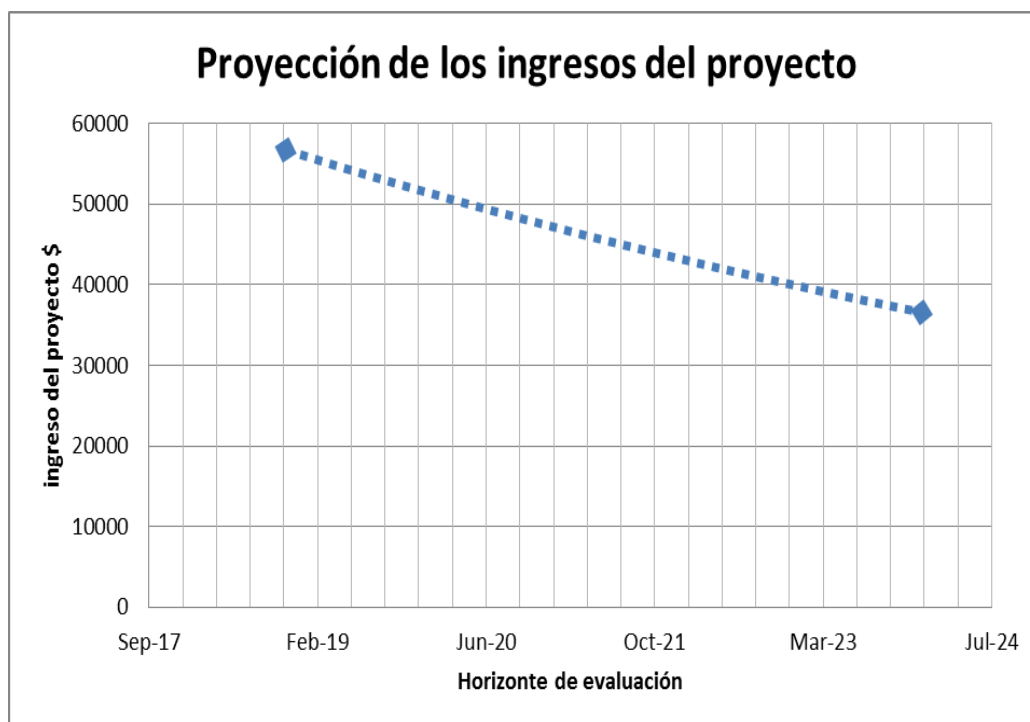


Figura 54. Proyección de los ingresos

Fuente: Elaboración propia

5.5. Flujo de caja

Un flujo de caja nos va a permitir tener una visión del comportamiento de los ingresos y costos a lo largo del periodo de evaluación del proyecto, poder tomar la decisión de invertir o no en el proyecto.

A continuación se muestra el flujo de caja del proyecto junto con el indicador de rentabilidad (VAN), cabe mencionar que este flujo de caja se elaboró con valores promedio de las variables de estudio, dicho de otra manera nos muestra una análisis económico estático que más adelante será comparado con los resultados de la simulación.

La tabla 19 nos muestra el resultado del ejercicio económico del proyecto, siendo el Valor Actual Neto determinístico igual a \$1,707,071 y una Tasa Interna de Retorno igual 55%, lo que nos indica que el proyecto es viable desde el punto de vista económico.

Tabla 19
Flujo de caja del proyecto

PROYECTO: PERFORACION DE TRES POZOS DE DESARROLLO															
Producción inicial		1,079.9	bpd	Depreciación Tangible		5	AÑOS	Precio barril crudo		60	\$/bbl				
Declinación		1%	mensual	Depreciación intangible		10	AÑOS	Inversión		2,937	\$				
n (fac declinación)		-23%		% Tangible		14%		Regalía		38%					
Tasa de descuento		12%		Costo de producc		15.60	\$/bbl	Impuesto sobre la renta		30%					

Año	periododo	Periodo de producción	User Input	Producción inicio	Producción fin	Producción Anual	Producción anual usada	Inversión			Tangible usada	Intangible usada	costo prod usada	costo prod por barril	Opex usada
			Producción Mstb	bopd	bopd	mstb	mstb	Inversión MUS\$	Tangible MUS\$	Intangible MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
2018	0		90			97.2	97.2	\$ 2,937	398.4	2538.2	398.4	2538.2		1457.8	1457.8
2019	1		365			89.2	89.2				0.0	0.0		1338.5	1338.5
2020	2		365			81.9	81.9				0.0	0.0		1229.0	1229.0
2021	3		365			75.2	75.2				0.0	0.0		1128.4	1128.4
2022	4		365			69.1	69.1				0.0	0.0		1036.1	1036.1
2023	5		365			63.4	63.4				0.0	0.0		951.3	951.3
Total						476	476.1	2936.6	398.4	2538.2	398.4	2538.2	0.0	7141.1	7141.1

Año	Inversión MUS\$	Producción días	Producción Base Mstb	Producción Incremental Mstb	Producción Anual Mstb	Precio \$/bbl	Ingreso MUS\$	Opex MUS\$	Regalía MUS\$	Cash Operativo MUS\$	Depreciación MUS\$	Ingreso Taxable MUS\$	Tasa Ingreso MUS\$	Flujo de Caja MUS\$	Flujo de Caja acumulado MUS\$
AÑO 2018	2936.6	90		0.0	97.2	60.00	5831.3	1457.8	2347.1	2026.4	333.5	1692.9	507.9	-1418.1	-1418.1
AÑO 2019	0.0	365		0.0	89.2	60.00	5354.1	1338.5	2155.0	1860.6	333.5	1527.1	458.1	1402.4	-15.6
AÑO 2020	0.0	365		0.0	81.9	60.00	4916.0	1229.0	1978.7	1708.3	333.5	1374.8	412.4	1295.9	1280.2
AÑO 2021	0.0	365		0.0	75.2	60.00	4513.7	1128.4	1816.8	1568.5	333.5	1235.0	370.5	1198.0	2478.2
AÑO 2022	0.0	365		0.0	69.1	60.00	4144.3	1036.1	1668.1	1440.2	333.5	1106.7	332.0	1108.2	3586.4
AÑO 2023	0.0	365		0.0	63.4	60.00	3805.2	951.3	1531.6	1322.3	253.8	1068.5	320.5	1001.8	4588.1
Total	2936.6		0.0	0.0	476.1		28564.6	7141.1	11497.2	9926.2	1921.3	8004.9	2401.5	4588.1	

INDICADODES DE RENTABILIDAD		
VAN	\$2,671,912.02	INVERTIR
TIR	88%	RENTABLE

Fuente : Elaboración propia

CAPITULO VI

6. ANÁLISIS DEL RIESGO E INCERTIDUMBRE DEL PROYECTO

Cuando se desea ejecutar un proyecto petrolero, existe la necesidad de evaluarlo, debido a que buscamos generar la mayor maximización de ganancias y para lograrlo se debe tener en cuenta el riesgo e incertidumbre que este se encuentra expuesto debido a diferentes factores.

Para el análisis de riesgo se estudiara la variabilidad del indicador de rentabilidad Valor actual neto para ello se realizara el cálculo del VAN determinístico y luego se calculará un VAN estocástico.

6.1. Metodología de análisis

En la actualidad existen diferentes métodos para realizar análisis de riesgos en proyectos, pero no todos muestran la misma efectividad a la hora de realizar este análisis, es por ello que para la evaluación de este proyecto se propone el modelamiento de diferentes variables mediante la simulación que hasta ahora es una herramienta que nos permite representar los procesos de forma más real en la evaluación del riesgo e incertidumbre que presenta un proyecto.

El modelo que se propone introduce la probabilidad de ocurrencia de los riesgos, realizando cálculos estadísticos y simulaciones de los indicadores de rentabilidad.

Para poder realizar este modelo de análisis seguiremos los siguientes pasos:

1. Cálculo de los flujos de caja de forma determinística, es decir sin introducir la incertidumbre de las variables que podrían generar riesgo.
2. Modelar las variables críticas ya identificadas (**precio del petróleo, tasa de producción, inversión y los costos de producción**), es decir generar su distribución de probabilidad con la data disponible.
3. Realizar la simulación de Montecarlo mediante el simulador Crystal Ball, para obtener la distribución e probabilidad de la variable de salida (valor Actual Neto).
4. Analizar los resultados de la simulación.

6.2. Distribución de probabilidades de las variables de entrada

Basándose en la experiencia en proyectos ya ejecutados se consideraron cuatro variables críticas para el estudio: el precio del petróleo, la producción, la inversión y los costos

operativos, la variabilidad de estos parámetros impactaran de forma negativa o positiva la rentabilidad del proyecto determinando la viabilidad económica de este.

6.2.1. Distribución de probabilidad del precio del petróleo

Ya que el precio del petróleo sufre muchas fluctuaciones debido al comportamiento del mercado, este se considera una variable de suma importancia en la evaluación económica de todos los proyectos petroleros, pues su incertidumbre tiene un impacto en la rentabilidad del proyecto. La figura 56, nos muestra la tendencia que ha mostrado el precio del petróleo a la largo de los últimos años, siendo el periodo de los años 2013 y 2014 donde el petróleo presenta una reducción del precio debido a la sobre producción de los Estados Unidos y sigue así hasta inicios del año 2016 donde se observa un tendencia creciente. Es por estas fluctuaciones que presenta el precio del petróleo se considera una variable que pone en riesgo el proyecto.

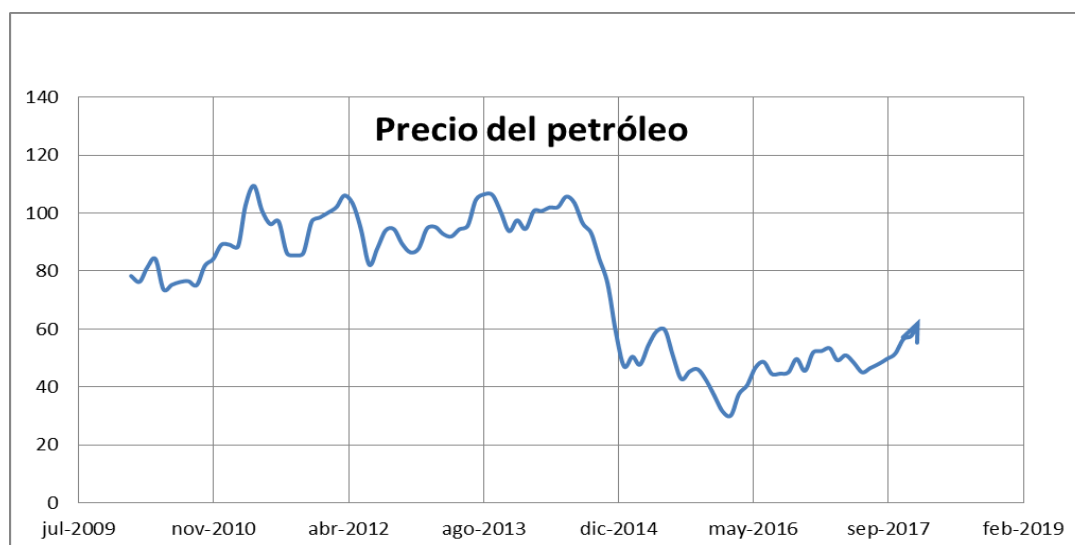


Figura 55. Fluctuaciones del precio del petróleo

Fuente: Elaboración propia con información del EIA

Con las estadísticas disponibles del precio el petróleo que comparte el departamento energía de los Estados Unidos (EIA)², y con ayuda del software Crystal Ball se logró determinar la distribución de esta variable, siendo la distribución Beta la que más se ajusta a los datos, cabe mencionar que no se

² EIA: Administración de Información de Energía de EE. UU.

tomó toda la data debido a que existen precios de petróleo que según los expertos aseguran que no se volverán a repetir.

En la imagen 56, podemos observar que el Precio del Petróleo observado se centran en la parte izquierda de la distribución es decir estamos frente a una curva que muestra una simetría positiva. La distribución Beta nos muestra los valores máximos y mínimos que podría tomar el precio del barril de petróleo realizando la simulación, siendo estos valores 26.21 \$/Bl y 128.82 \$/Bl respectivamente.

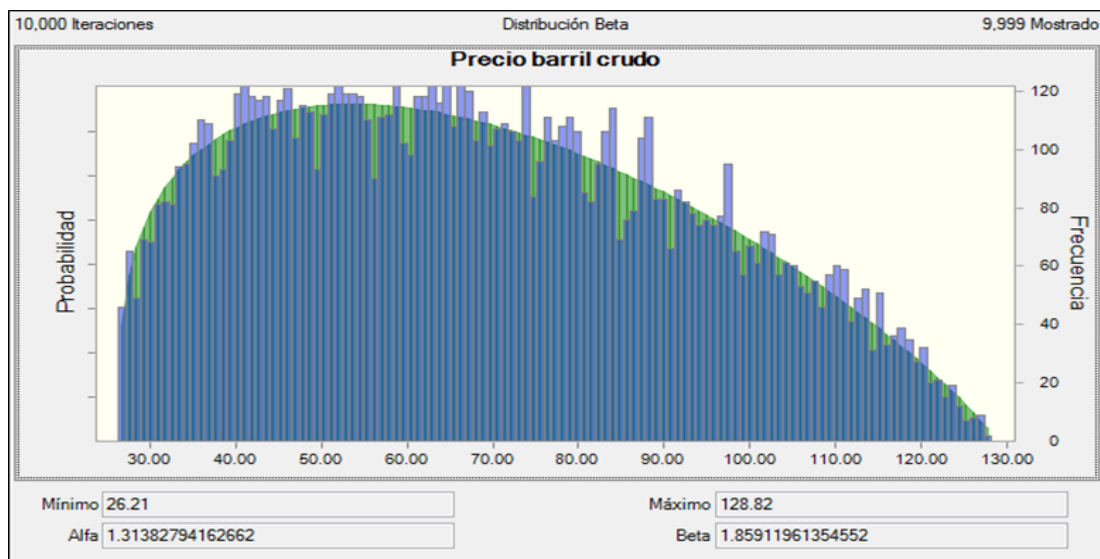


Figura 56. Distribución probabilística del precio del petróleo

Fuente: Elaboración propia en Crystal Ball.

6.2.2. Distribución de probabilidad de tasa de producción

Al igual que el precio del petróleo esta variable es relevante ya que multiplicada por el precio del petróleo obtendremos los ingresos del proyecto como valor de la producción, y una variación de esta variable afectará la viabilidad de este.

Para determinar la distribución de esta variable se utilizaros los datos petrofísicos de los pozos del yacimiento modelado (tabla 20), los mismos que se utilizaron en el cálculo de la tasa de producción inicial, pero con la diferencia que se calculó diferentes tasas de producción para para cada pozo obteniendo diferentes tasas de producción y de esta manera poder modelar la distribución de probabilidad de la tasa de producción.

La distribución que se ajusta a esta variable es Lognormal con una curtosis de 20.6 lo que indica que es una distribución leptocurtica y una simetría positiva, y el valor promedio de la producción inicial es de 1089 Bls por día.

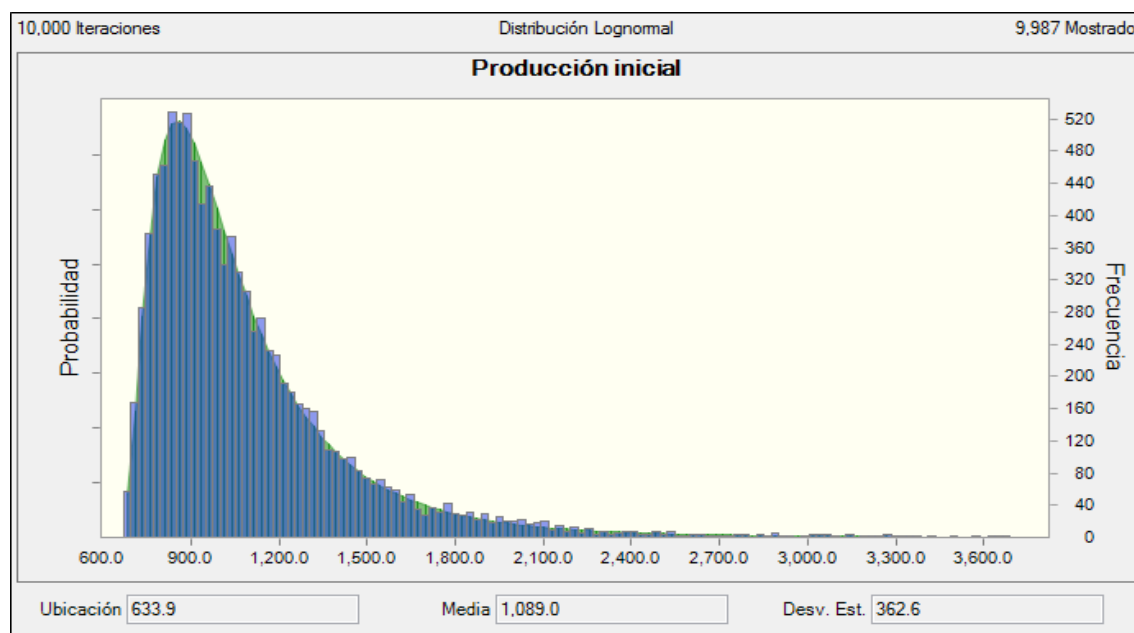


Figura 57. Distribución de la tasa de producción

Fuente: Elaboración propia en Crystal Ball.

Tabla 20

Producción inicial para pozo

N° Pozo	Ko(md)	H(ft)	Q _i (Bls/d)
POZO EX-1	280	35	780.03
POZO EX-2	281	60	1341.97
POZO EX-3	284	45	1017.22
POZO EX-4	285	36	816.64
POZO EX-5	245	36	702.02
POZO EX-6	245	44	858.03
POZO EX-7	260	44	910.56
POZO EX-8	280	44	980.61
POZO EX-9	280	44	980.61
POZO EX-10	300	32	764.11
POZO EX-11	300	32	764.11

Tabla 20, continuación.

POZO EX-12	295	42	986.18
POZO EX-13	243	42	812.34
POZO HX-5	285	42	952.75
POZO HX-6	271	40	862.81
POZO HX-7	285	40	907.38
POZO HX-11	285	38	862.01
POZO EX-14	310	45	1110.35
POZO EX-15	350	62	1727.20
POZO EX-16	300	51	1217.80
POZO EX-17	340	51	1380.17
POZO EX-18	340	48	1298.98
POZO EX-19	275	48	1050.65
POZO EX-20	275	54	1181.98
POZO EX-21	285	54	1224.96
POZO EX-22	200	54	859.62
POZO EX-23	200	56	891.46
POZO EX-24	325	56	1448.62
POZO EX-25	325	58	1500.36
POZO EX-26	310	58	1431.11
POZO EX-27	255	52	1055.43
POZO EX-28	255	52	1055.43
POZO EX-29	471	47	1761.99
POZO EX-30	210	47	785.60
POZO EX-31	210	48	802.31
POZO EX-32	469	48	1791.83
PROMEDIO	289.14	41.67	1079

Fuente: Empresa operadora

6.2.3. Distribución de probabilidad de la inversión

Toda empresa precisa del monto final establecido para la invertir en un proyecto, es por ello que se le asignó a esta variable una distribución personalizada, de esta manera establecemos los valores máximos para la inversión, es decir los datos de la simulación sólo se moverán en el rango establecido de la distribución personalizada.

El monto de la inversión para el proyecto es \$ 2, 936,588 y solo se dispone de un adicional de 20% de la inversión es decir el valor máximo de la inversión sería de \$3, 523,905.

Con respecto al valor mínimo que tomaría esta variables se determinó gracias a la experiencia en otros proyectos similares y que se podría tener posibilidad que solo se invierta el 90% del monto total de la inversión, esta distribución de detalla en la figura 58, donde se muestra de forma gráfica entre que valores se moverá la variable inversión.

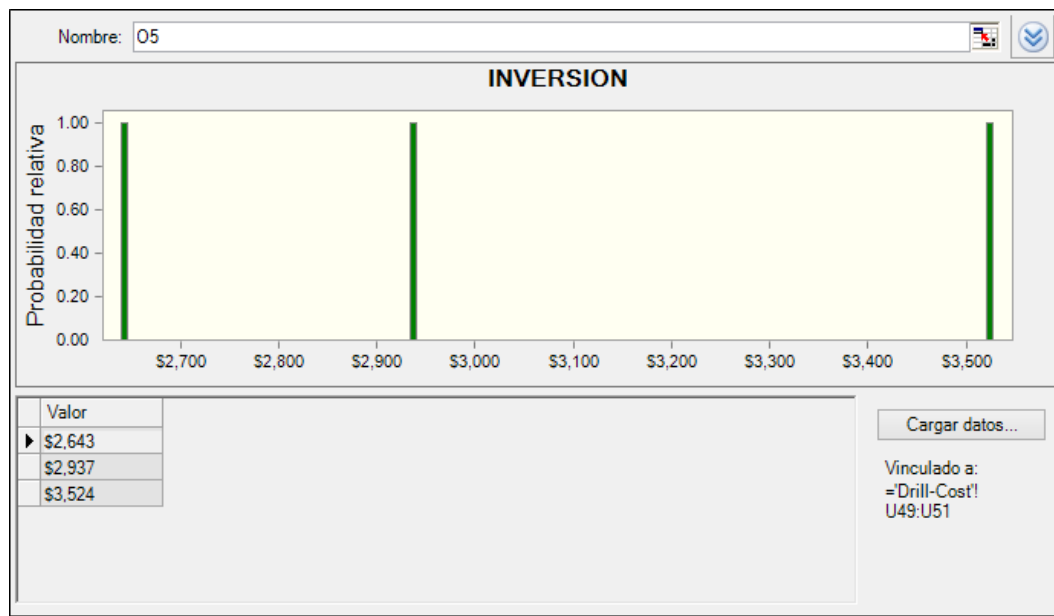


Figura 58. Distribución de la inversión

Fuente: Elaboración propia en Crystal Ball.

6.2.4. Distribución de los costos operativos

Muchos de los pozos presentan diferentes problemas tales como: arenamiento, daño en la cara del pozo, parafinas, bombas de subsuelo ineficientes, varilla rota. Tubos de producción en mala condición, entre otros, estos problemas hacen que costo operativo aumente, y con ello los ingresos netos del proyecto se reduzcan. La distribución de probabilidad para esta variable tomando como referencia pozos perforados es la distribución triangular. Siendo el costo operativo más probable 15 \$/Bl, esta variable también tomará un valor pesimista (máximo) y un optimista (mínimo), dichos valores se muestran en la figura 59.

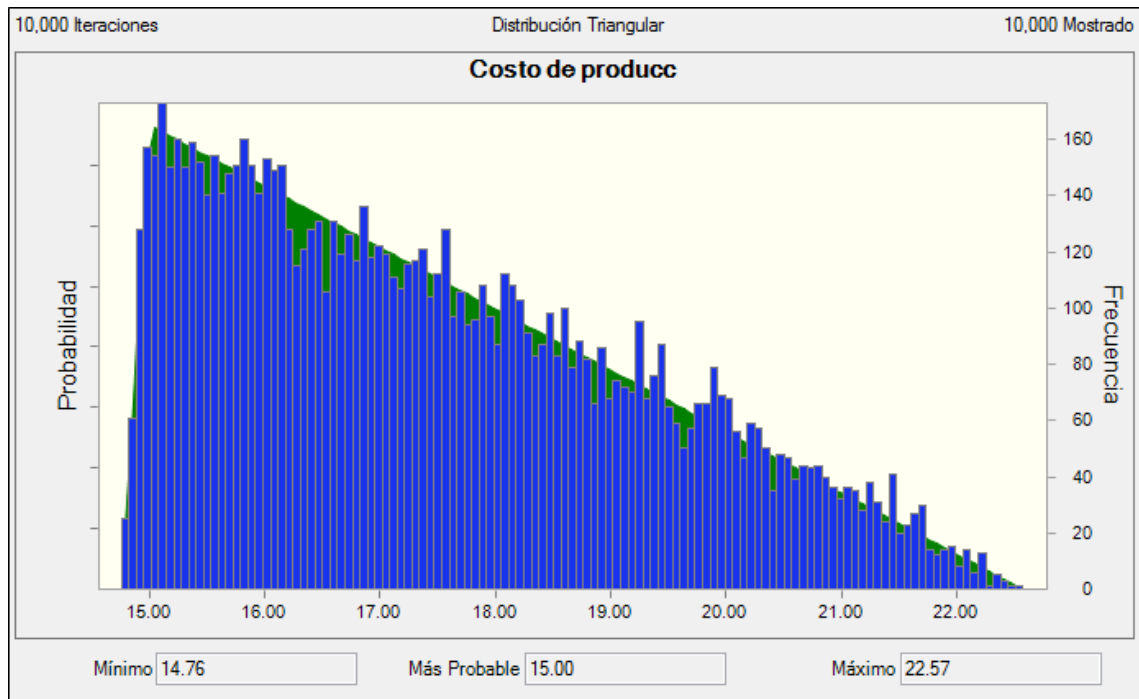


Figura 59. Distribución de los costos de producción

Fuente: Elaboración propia en Crystal Ball.

6.3. Análisis del Valor Actual Neto Estocástico como indicador de riesgo

Ya identificadas el tipo de distribución de probabilidad de las variables de entrada en el flujo de caja del modelo, se procede a ejecutar la simulación Montecarlo con el uso del software Crystal Ball, el cual nos permite crear el modelo en una hoja de Excel.

En esta parte se tratará de demostrar la diferencia en evaluar un proyecto con un VAN determinístico y un VAN estocástico, de manera que podamos tener una visión más clara del riesgo que presenta el proyecto.

6.3.1. Resultados de la simulación

En los análisis tradicionales de proyectos, los tomadores de decisión se ven obligados a tomar las decisiones con variables cuyos valores presentan comportamientos deterministas, lo que implica tener una visión reducida del resultado final del proyecto. En cambio, si el tomador de decisiones tuviera en cuenta la incertidumbre de las variables que podrían poner en riesgo al proyecto, la toma de decisión sería más consistente.

El modelo del análisis del riesgo para la toma de decisiones, realiza la simulación de Montecarlo, el cual hace un análisis de las variables principales

del proyecto. Esta simulación se realizó con el software especializado en análisis de riesgo Crystal Ball.

Uno de los objetivos del modelo es demostrar cómo el cambio de una variable afecta al flujo de caja y por ende sus indicadores de rentabilidad, para este caso es el VAN. Esta simulación nos permitirá definir numerosos escenarios de las variables de entrada de tal forma que podamos determinar los rangos en los cuales estas se pueden mover y como afecta a nuestro indicador de rentabilidad. Después de realizar 10,000 iteraciones de las variables de entrada y salida podemos observar que el VAN del proyecto tiene un 13.02% de probabilidades de ser menor a cero, es decir que el proyecto no sea rentable (figura 60). Por consiguiente podemos analizar que existe un 86.98% (figura 61) de probabilidad que el proyecto tenga un VAN superior a cero.

La cantidad de pérdida para el proyecto a un nivel de confianza del 95% es de \$785, 898.32, es decir que existe una probabilidad del 5% que le la empresa ejecutora del proyecto pierda \$785,898.32 o más.

Con los resultados de la simulación se puede concluir que el proyecto tiene un bajo grado de riesgo, esto se puede apreciar en la probabilidad de 13.02% que nuestro indicador de rentabilidad sea menor a cero, esto se debe a que el VAN probabilístico igual a \$2,793,354 es mayor el VAN determinístico que tiene un valor de \$2,671,912, lo que nos indica que existe un gran probabilidad de podamos tener ganancias mayores a lo calculado en el flujo de caja determinístico.

Este bajo riesgo que presenta el proyecto se debe a que yacimiento donde se planea perforar los pozos de desarrollo cuenta con suficiente información lo que hace que el nivel de incertidumbre se reduzca, lo que no pasa con aquellos proyectos de exploración donde el nivel de incertidumbre es mucho más alto, haciendo que el proyecto tenga un alto grado de riesgo.

Siguiendo con el análisis de la simulación podemos ver los resultados estadísticos, siendo la distribución lognormal la que más se ajusta a los resultados de las 10,000 iteraciones realizadas. Analizando la desviación estándar podemos notar que esta es mayor a la media del pronóstico esto se debe a que la distribución no es simétrica esto lo podemos ver en el coeficiente de asimetría que es igual a 1.78, es decir estamos frente a una distribución sesgada positivamente.

Otra medida de simetría es la curtosis que para nuestro caso es mayor a 3 lo que nos indica que la distribución tiene un considerable apuntamiento, características de las curvas Leptocúrticas.

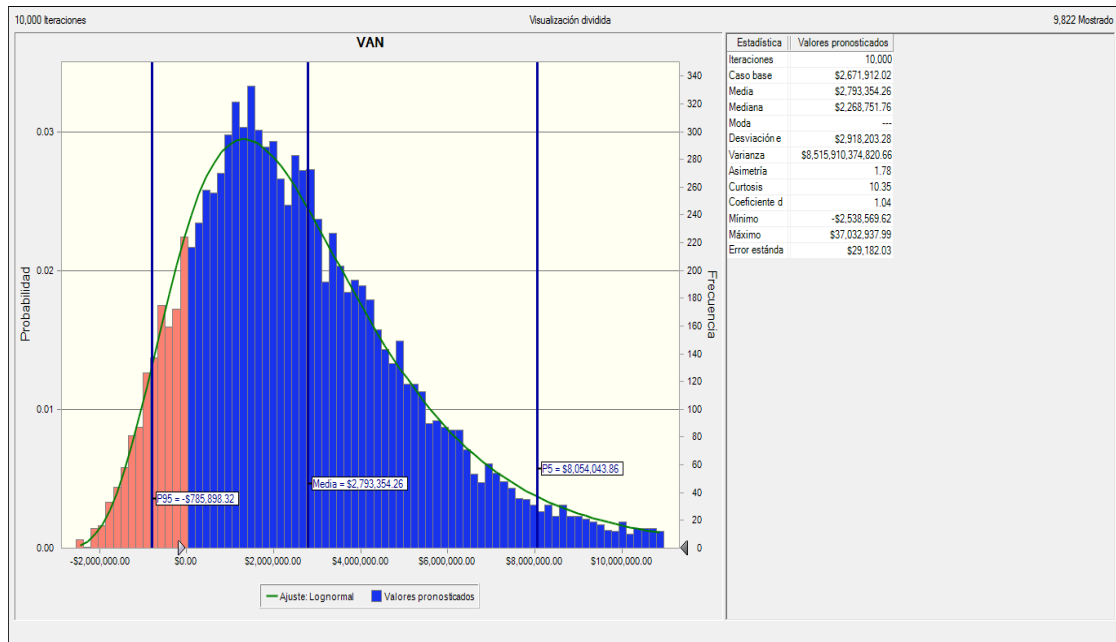


Figura 60. Distribución de la variable de entrada (VAN) menor a cero

Fuente: Elaboración propia en Crystal Ball.

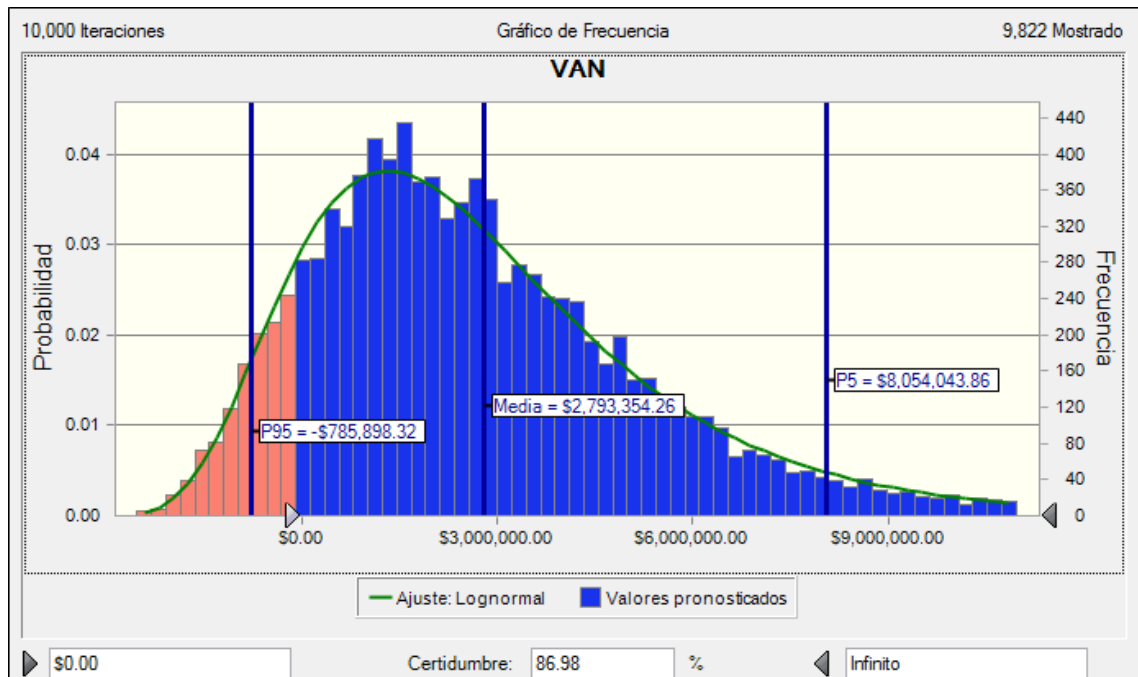


Figura 61. Probabilidad del VAN mayor a cero

Fuente: Elaboración propia en Crystal Ball.

Realizando un análisis de sensibilidad podemos ver que el precio del petróleo es la variable muy sensible con un peso de 72.3%, (figura 62) es decir un cambio en esta variable hace que el flujo de caja se vea afectado y por consiguiente el VAN. La otra variable que afecta la rentabilidad del proyecto es la tasa de producción la cual tiene un peso de 22.5%.

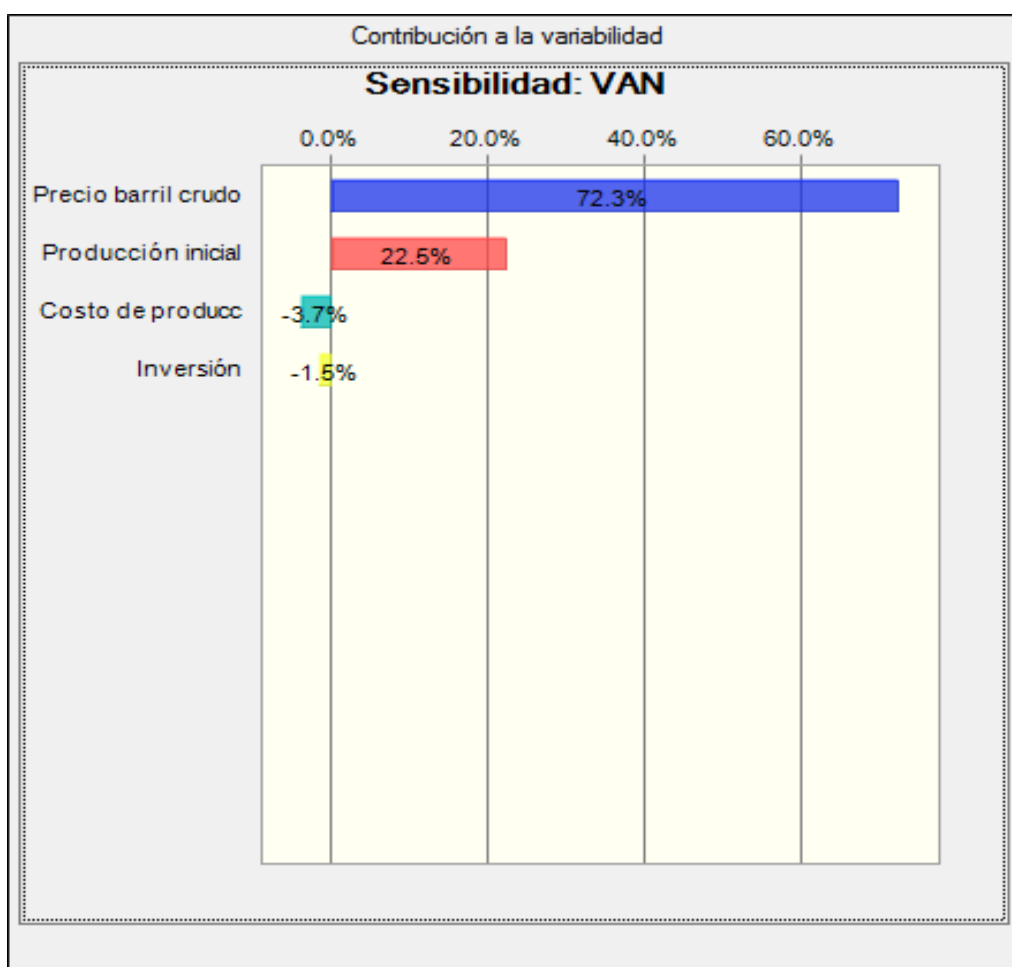


Figura 62. Análisis de sensibilidad del proyecto

Fuente: Elaboración propia en Crystal Ball.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

1. El yacimiento modelado presenta estructuras que presentan saturaciones de hidrocarburos atractivas para desarrollar proyectos ya sean de perforación o reacondicionamiento de pozos.
2. El mecanismo de empuje que predomina en el yacimiento es por empuje de agua, esto lo podemos corroborar con la data de producción del yacimiento, para nuestro caso el corte de agua es de 60% y el factor de recuperación es igual a 56%.
3. La estructura geológica donde se evalúa perforar cuenta con 4 pozos de desarrollo, dejando un gran espaciamiento, como área no desarrollada para la perforación de un número considerable de pozos.
4. En la evaluación económica y el análisis de la incertidumbre del proyecto, es de suma importancia saber identificar las variables que están involucradas en la rentabilidad del proyecto.
5. Cuando consideramos todas las variables de riesgo definidas en el proyecto de perforación de pozos de desarrollo, la simulación de Monte Carlo generó valores esperados del indicador de rentabilidad (VAN) que son superiores al resultado base (determinístico) y de mejor calidad. Este resultado nos permite decir que el riesgo económico del proyecto es bajo.
6. Al considerar el efecto que tienen las variables que ponen en riesgo la viabilidad económica del proyecto, podemos concluir a un grado de certeza de 95% que la probabilidad de que el indicador de rentabilidad (VAN) sea mayor a cero es de 86.98%.
7. Como es de conocimiento la TIR no es un buen indicador de rentabilidad para aquellos proyectos en la cual presenta más de un valor negativo, debido a esto no se tomó este indicador ya que al realizar las iteraciones, este indicador presentaba muchos valores negativos.
8. Gracias a la simulación Monte Carlo también podemos tener en cuenta entre que valores oscilará el VAN, siendo el valor mínimo igual a -\$786 132.60 y el valor máximo igual a \$8,053,728.
9. Debemos tener presente que la simulación Monte Carlo por sí sólo no es análisis de riesgo, esta simulación es una herramienta para poder agilizar el proceso de

análisis. La metodología que utilizamos en este estudio provee de una forma sencilla la interpretación de los resultados para la toma de decisiones.

10. En lugar de describir las variables como un simple número determinístico, en este estudio las describimos como una distribución de probabilidades, de esta manera reducimos la incertidumbre de las variables en estudio.
11. Tal y como se muestra en este estudio se puede observar que las variables en estudio no muestran una distribución Normal, como siempre acostumbramos a definir la distribución de alguna variable.

6.2. RECOMENDACIONES

1. Identificar la viabilidad económica, la evaluación económica se debe realizar una vez que se haya tenido la viabilidad técnica esto es con el fin de identificar todas las variables que están involucradas en el proyecto.
2. Validar la información que se tenga para poder realizar el modelo ya que una sobre abundancia de datos nos puede llevar a omitir algunos datos importantes y como consecuencia a esta omisión la evaluación se puede desviar de su resultado más probable.
3. Disponer de una distribución de probabilidades representativa de nuestras variables, se debe contar como mínimo 36 datos y como se mencionó en el párrafo anterior no debemos caer en el exceso de datos, para ello se debe hacer un estudio detallado de la información que se tiene.
4. Conocer el grado de correlación entre las variables de entrada, ya que cuando se realiza la simulación las variables se muevan de manera real es decir, no todas las variables se moverán positivamente, puedes haber el caso que cuando una variable se reduzca cuando otra aumenta. De esta manera el modelo nos arrojará resultados más realistas.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

- Bailey, W., Couet , B., & Rose, P. (2001). Riesgos medidos. *Oilfield Review*, 22-37.
- Blank, L., & Tarquin , A. (2012). *Ingeniería Económica*. México, D.F.: McGRAW-HILL/INTERAMERICANA EDITORES, S.A. DE C.V.
- BREALEY, R. A., MYERS, S., & ALLEN, F. (2010). *Principios de Finanzas Corporativas*. México, D. F.: McGRAW-HILL/INTERAMERICANA EDITORES, S.A. DE C.V.
- Canavos, G. C. (1988). *Probabilidad y Estadística Aplicaciones y Métodos*. México D.F: Mc GRAW - HILL/INTERAMERICANA DE MEXICO, S.A.
- Chain, N. S. (2001). *Evaluación de Proyectos de Inversión en la Empresa*. Pearson Education S.A.
- Crystal Ball 7.2. (2006). Guia de Inicio.
- Escobar, F. H. (2000). *Fundamnetos de Ingenieria de Yacimientos*. Editorial Universidad Surcolombiana.
- Ferrer, M. P. (1984). *Fundamentos de Ingenieria de Yacimientos* . Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.
- Guo, B., & Lyons, W. (2007). *Petroleoum Production Engeneering*. Elsevier Science & Tehnology Books.
- Kiener, F. K. (15 de mayo de 2004). *Evaluación estratégica de proyectos de inversión*. Lima: Asociación Peruna de Editoriales Universitarias y de Esculeas Superiores (APESU).
- Linares, E. L. (2010). Cuencas Sedimentarias del Nor Oeste Peruano Geología de Talara (Tesis de Postgrado) Universiudad Nacional DE Ingeniería.
- Lyons, W. (1996). *Standard Handbook of Petroleoum and Natural Gas Engieneering* . Gulf Publishing Company.
- Maldonado, A. A. (2012). *Análisis Probabilístico de Riesgo a Proyectos de Explotación de Pozos de Petróleo y Gas.(Tesis de Grado) Universidad Nacional de Ingenieria*.
- Mendenhall, W., Beaver, R., & Beaver , B. (2010). *Introducción a la probabilidad y estadistica*. México, D.F.: Cengage Learning Editores, S.A.
- Motta, R., Caloba, G., Almeida, L., & Moreira, A. (2000). Investment and Risk Analysis Applied to the Petroleum Industry. *SPE*.
- Project Management Institute, Inc. (2013). Guía de los fundamentos para la dirección de proyectos (guía del PMBOK®). Newtown Square, Pensilvania.
- Rincón, L. (2007). Probabilidad y Estadística. México D.F, México.

- Robasco, J. (1988). *Evaluación de Proyectos: Teoría General Y su Aplicación a la Explotación de Hidrocarburos*. Buenos Aires : Editorial Universitaria de Buenos Aires.
- Robladillo, J. F. (2006). Evaluación geológica de la formación Pariñas en el yacimiento "sección 16" lote 1- cuenca Talara (tesis de grado) Universidad Nacional de Ingeniería.
- Tarek, A. (2001). *Reservoir Engineering Handbook*. Gulf Professional Publishing.
- Urbina, G. B. (10 de julio de 2007). *Fundamentos de Ingeniería económica*. México, D. F., México: McGRAW-HILL/ INTERAMERICANA EDITORES, S.A. DE C.V.
- Vargas, K. M., & Muños Romero, E. F. (2008). *Análisis de Riesgo e Incertidumbre Aplicado a la evaluación Económica de Proyectos de Inyección de Vapor. (Tesis de grado)* Universidad Industrial De Santander. Colombia.
- Villareal, A. I. (1998). *Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión*. Bogotá, Colombia: Norma.
- Walpole, R. E., Myers, R., & Myers, S. (2012). *Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias*. México D.F.: Pearson Educación de México, S.A.

ANEXO 1

PRONÓSTICO DE LA PRODUCCIÓN

Pronóstico de la producción		
Fecha de pronóstico	Días de producción	Producción
01/10/2018	31 Oct-18	1079.9
01/11/2018	30 Nov-18	1072
01/12/2018	31 Dec-18	1065
01/01/2019	31 Jan-19	1057
01/02/2019	28 Feb-19	1050
01/03/2019	31 Mar-19	1042
01/04/2019	30 Apr-19	1035
01/05/2019	31 May-19	1028
01/06/2019	30 Jun-19	1021
01/07/2019	31 Jul-19	1013
01/08/2019	31 Aug-19	1006
01/09/2019	30 Sep-19	999
01/10/2019	31 Oct-19	992
01/11/2019	30 Nov-19	985
01/12/2019	31 Dec-19	978
01/01/2020	31 Jan-20	972
01/02/2020	29 Feb-20	965
01/03/2020	31 Mar-20	958
01/04/2020	30 Apr-20	951
01/05/2020	31 May-20	944
01/06/2020	30 Jun-20	938
01/07/2020	31 Jul-20	931
01/08/2020	31 Aug-20	925
01/09/2020	30 Sep-20	918
01/10/2020	31 Oct-20	912
01/11/2020	30 Nov-20	905
01/12/2020	31 Dec-20	899
01/01/2021	31 Jan-21	893
01/02/2021	28 Feb-21	886
01/03/2021	31 Mar-21	880
01/04/2021	30 Apr-21	874
01/05/2021	31 May-21	868
01/06/2021	30 Jun-21	862
01/07/2021	31 Jul-21	856
01/08/2021	31 Aug-21	850
01/09/2021	30 Sep-21	844
01/10/2021	31 Oct-21	838
01/11/2021	30 Nov-21	832
01/12/2021	31 Dec-21	826
01/01/2022	31 Jan-22	820
01/02/2022	28 Feb-22	815
01/03/2022	31 Mar-22	809
01/04/2022	30 Apr-22	803
01/05/2022	31 May-22	797
01/06/2022	30 Jun-22	792
01/07/2022	31 Jul-22	786
01/08/2022	31 Aug-22	781
01/09/2022	30 Sep-22	775
01/10/2022	31 Oct-22	770
01/11/2022	30 Nov-22	764
01/12/2022	31 Dec-22	759
01/01/2023	31 Jan-23	754
01/02/2023	28 Feb-23	748
01/03/2023	31 Mar-23	743
01/04/2023	30 Apr-23	738
01/05/2023	31 May-23	733
01/06/2023	30 Jun-23	728
01/07/2023	31 Jul-23	723
01/08/2023	31 Aug-23	717
01/09/2023	30 Sep-23	712
01/10/2023	31 Oct-23	707
01/11/2023	30 Nov-23	702
01/12/2023	31 Dec-23	698

ANEXO 2

PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO

Precios del petróleo	
Fecha	precio \$/bl
ene-2009	41.71
feb-2009	39.09
mar-2009	47.94
abr-2009	49.65
may-2009	59.03
jun-2009	69.64
jul-2009	64.15
ago-2009	71.05
sep-2009	69.41
oct-2009	75.72
nov-2009	77.99
dic-2009	74.47
ene-2010	78.33
feb-2010	76.39
mar-2010	81.2
abr-2010	84.29
may-2010	73.74
jun-2010	75.34
jul-2010	76.32
ago-2010	76.6
sep-2010	75.24
oct-2010	81.89
nov-2010	84.25
dic-2010	89.15
ene-2011	89.17
feb-2011	88.58
mar-2011	102.86
abr-2011	109.53
may-2011	100.9
jun-2011	96.26
jul-2011	97.3
ago-2011	86.33
sep-2011	85.52
oct-2011	86.32
nov-2011	97.16
dic-2011	98.56
ene-2012	100.27
feb-2012	102.2
mar-2012	106.16
abr-2012	103.32
may-2012	94.66
jun-2012	82.3
jul-2012	87.9
ago-2012	94.13
sep-2012	94.51
oct-2012	89.49
nov-2012	86.53
dic-2012	87.86
ene-2013	94.76
feb-2013	95.31
mar-2013	92.94
abr-2013	92.02
may-2013	94.51
jun-2013	95.77
jul-2013	104.67
ago-2013	106.57
sep-2013	106.29
oct-2013	100.54
nov-2013	93.86
dic-2013	97.63

Precios del petróleo	
Fecha	precio \$/bl
ene-2014	94.62
feb-2014	100.82
mar-2014	100.8
abr-2014	102.07
may-2014	102.18
jun-2014	105.79
jul-2014	103.59
ago-2014	96.54
sep-2014	93.21
oct-2014	84.4
nov-2014	75.79
dic-2014	59.29
ene-2015	47.22
feb-2015	50.58
mar-2015	47.82
abr-2015	54.45
may-2015	59.27
jun-2015	59.82
jul-2015	50.9
ago-2015	42.87
sep-2015	45.48
oct-2015	46.22
nov-2015	42.44
dic-2015	37.19
ene-2016	31.68
feb-2016	30.32
mar-2016	37.55
abr-2016	40.75
may-2016	46.71
jun-2016	48.76
jul-2016	44.65
ago-2016	44.72
sep-2016	45.18
oct-2016	49.78
nov-2016	45.66
dic-2016	51.97
ene-2017	52.5
feb-2017	53.47
mar-2017	49.33
abr-2017	51.06
may-2017	48.48
jun-2017	45.18
jul-2017	46.63
ago-2017	48.04
sep-2017	49.82
oct-2017	51.58
nov-2017	56.64
dic-2017	57.88
ene-2018	63.7

ANEXO 3

PRONÓSTICO DEL FLUJO DE CAJA PARA CADA AÑO DEL PROYECTO

Reporte de Crystal Ball - Pronósticos

Ejecutar preferencias:
 Cantidad de iteraciones ejecutadas 10,000
 Velocidad extrema
 Monte Carlo
 Semilla 999
 Control de precisión en
 Nivel de confianza 95.00%

Estadísticas de ejecución:
 Tiempo total de ejecución (seg.) 2.22
 Iteraciones/segundo (promedio) 4,512
 Números aleatorios por seg. 18,047

Datos de Crystal Ball:
 Supuestos 4
 Correlaciones 0
 Grupos correlacionados 0
 Variables de decisión 0
 Pronósticos 7

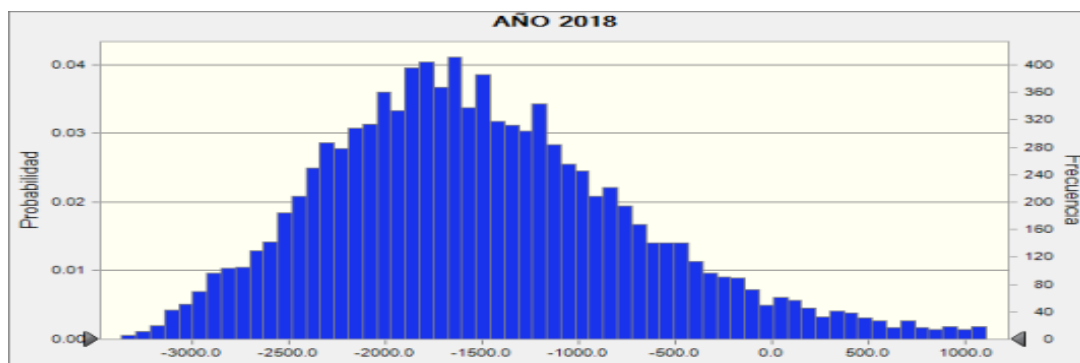
Pronósticos

Hoja: [Proyecto de Tesis-Perforación de pozos de desarrollo]

Pronóstico: AÑO 2018

Celda: Q32

Resumen:
 El rango completo está entre -3366.6 y 8539.3
 El caso base es -1418.1
 Luego de 10,000 iteraciones, el error est. de la media es 9.2



Estadísticas:	Valores pronosticados
Iteraciones	10,000
Caso base	-1418.1
Media	-1460.6
Mediana	-1584.1
Moda	---
Desviación estándar	915.8
Varianza	838603.4
Asimetría	1.38
Curtosis	8.34
Coefficiente de variabilidad	-0.6270
Mínimo	-3366.6
Máximo	8539.3
Rango	11905.9
Error estándar de la media	9.2

Pronóstico: AÑO 2018 (continúa)

Celda: Q32

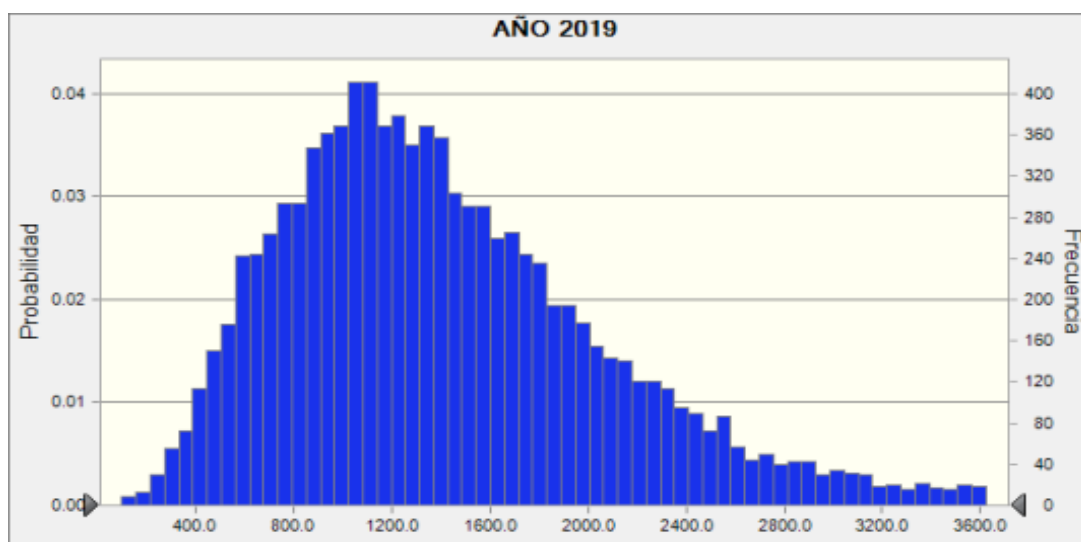
Percentiles:	Valores pronosticados
P100	-3366.6
P90	-2471.0
P80	-2191.1
P70	-1965.4
P60	-1771.6
P50	-1584.2
P40	-1370.9
P30	-1136.1
P20	-832.3
P10	-355.6
P0	8539.3

Pronóstico: AÑO 2019**Celda: Q33****Resumen:**

El rango completo está entre 97.9 y 10544.9

El caso base es 1402.4

Luego de 10,000 iteraciones, el error est. de la media es 7.7

**Estadísticas:****Valores pronosticados**

Iteraciones	10,000
Caso base	1402.4
Media	1459.2
Mediana	1316.9
Moda	---
Desviación estándar	772.3
Varianza	596453.6
Asimetría	1.80
Curtosis	10.48
Coefficiente de variabilidad	0.5293
Mínimo	97.9
Máximo	10544.9
Rango	10447.1
Error estándar de la media	7.7

Pronóstico: AÑO 2019 (continúa)**Celda: Q33****Percentiles:****Valores pronosticados**

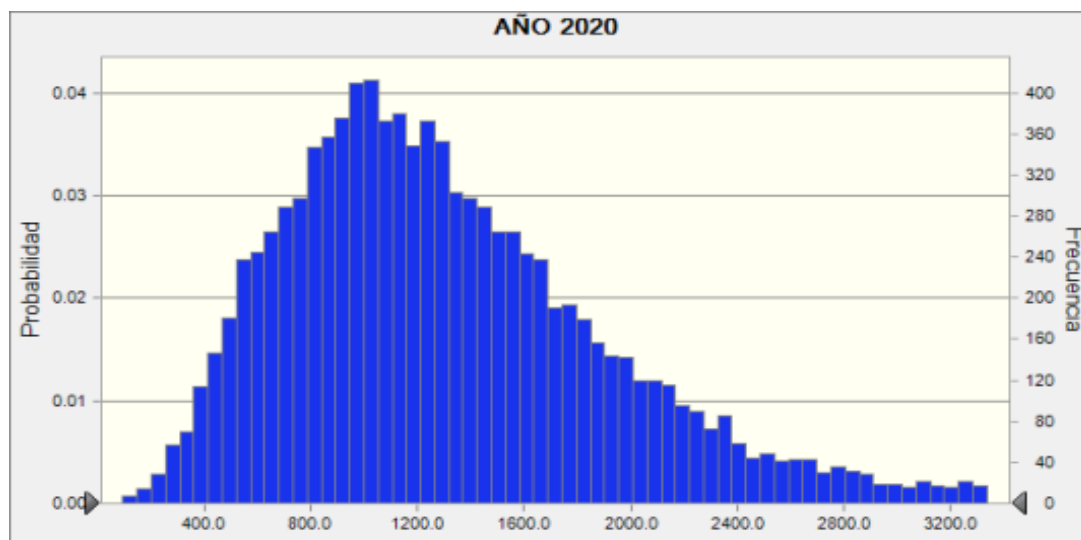
P100	97.9
P90	653.6
P80	855.2
P70	1017.7
P60	1160.6
P50	1316.9
P40	1487.2
P30	1693.8
P20	1961.6
P10	2392.4
P0	10544.9

Pronóstico: AÑO 2020**Celda: Q34****Resumen:**

El rango completo está entre 97.2 y 9690.2

El caso base es 1295.9

Luego de 10,000 iteraciones, el error est. de la media es 7.1

**Estadísticas:****Valores pronosticados**

Iteraciones	10,000
Caso base	1295.9
Media	1348.2
Mediana	1217.9
Moda	---
Desviación estándar	709.1
Varianza	502842.9
Asimetría	1.80
Curtosis	10.48
Coefficiente de variabilidad	0.5260
Mínimo	97.2
Máximo	9690.2
Rango	9593.0
Error estándar de la media	7.1

Pronóstico: AÑO 2020 (continúa)**Celda: Q34****Percentiles:****Valores pronosticados**

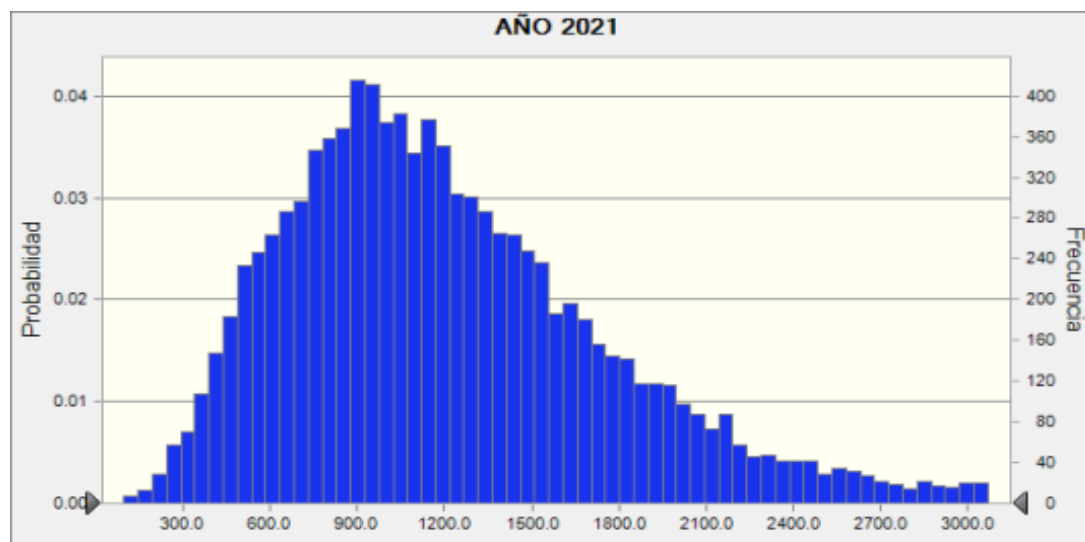
P100	97.2
P90	608.3
P80	793.8
P70	942.6
P60	1074.8
P50	1217.9
P40	1373.8
P30	1562.9
P20	1809.2
P10	2205.9
P0	9690.2

Pronóstico: AÑO 2021**Celda: Q35****Resumen:**

El rango completo está entre 96.6 y 8905.5

El caso base es 1198.0

Luego de 10,000 iteraciones, el error est. de la media es 6.5

**Estadísticas:****Valores pronosticados**

Iteraciones	10,000
Caso base	1198.0
Media	1246.4
Mediana	1126.7
Moda	---
Desviación estándar	651.1
Varianza	423926.9
Asimetría	1.80
Curtosis	10.48
Coefficiente de variabilidad	0.5224
Mínimo	96.6
Máximo	8905.5
Rango	8808.8
Error estándar de la media	6.5

Pronóstico: AÑO 2021 (continúa)**Celda: Q35****Percentiles:****Valores pronosticados**

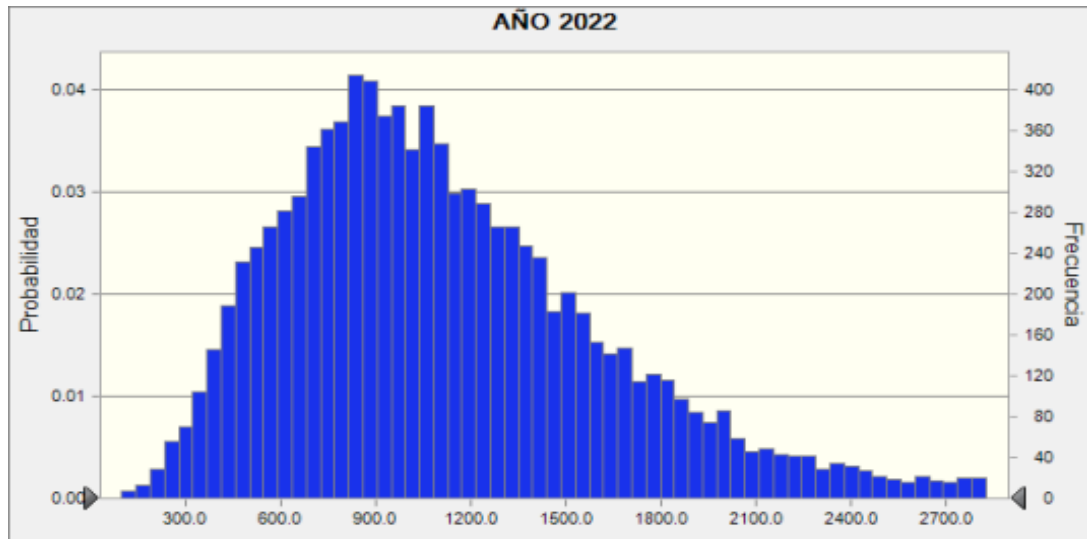
P100	96.6
P90	567.1
P80	737.5
P70	874.0
P60	995.8
P50	1126.6
P40	1270.0
P30	1443.4
P20	1669.6
P10	2034.2
P0	8905.5

Pronóstico: AÑO 2022**Celda: Q36****Resumen:**

El rango completo está entre 96.1 y 8184.9

El caso base es 1108.2

Luego de 10,000 iteraciones, el error est. de la media es 6.0

**Estadísticas:**

Iteraciones
Caso base
Media
Mediana
Moda
Desviación estándar
Varianza
Asimetría
Curtosis
Coeficiente de variabilidad
Mínimo
Máximo
Rango
Error estándar de la media

Valores pronosticados

10,000
1108.2
1152.9
1042.5

597.8
357399.0
1.80
10.48
0.5186
96.1
8184.9
8088.8
6.0

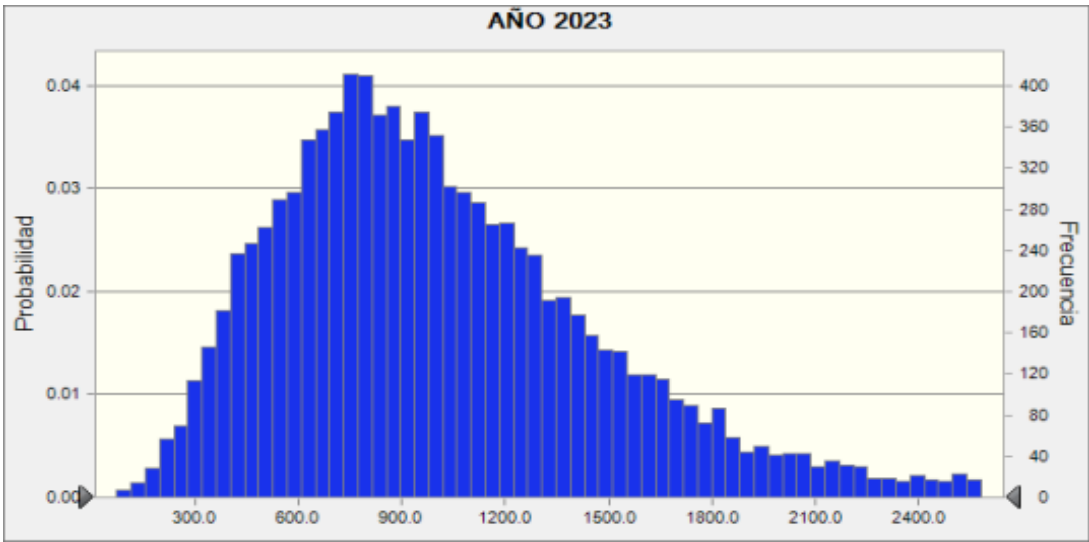
Pronóstico: AÑO 2022 (continúa)**Celda: Q36****Percentiles:**

P100
P90
P80
P70
P60
P50
P40
P30
P20
P10
P0

Valores pronosticados

96.1
529.5
685.3
811.0
922.3
1042.5
1175.1
1334.0
1541.8
1875.9
8184.9

Resumen:
El rango completo está entre 74.1 y 7499.4
El caso base es 1001.8
Luego de 10,000 iteraciones, el error est. de la media es 5.5



Estadísticas:	Valores pronosticados
Iteraciones	10,000
Caso base	1001.8
Media	1042.3
Mediana	941.5
Moda	---
Desviación estándar	548.9
Varianza	301276.3
Asimetría	1.80
Curtosis	10.48
Coefficiente de variabilidad	0.5266
Mínimo	74.1
Máximo	7499.4
Rango	7425.3
Error estándar de la media	5.5

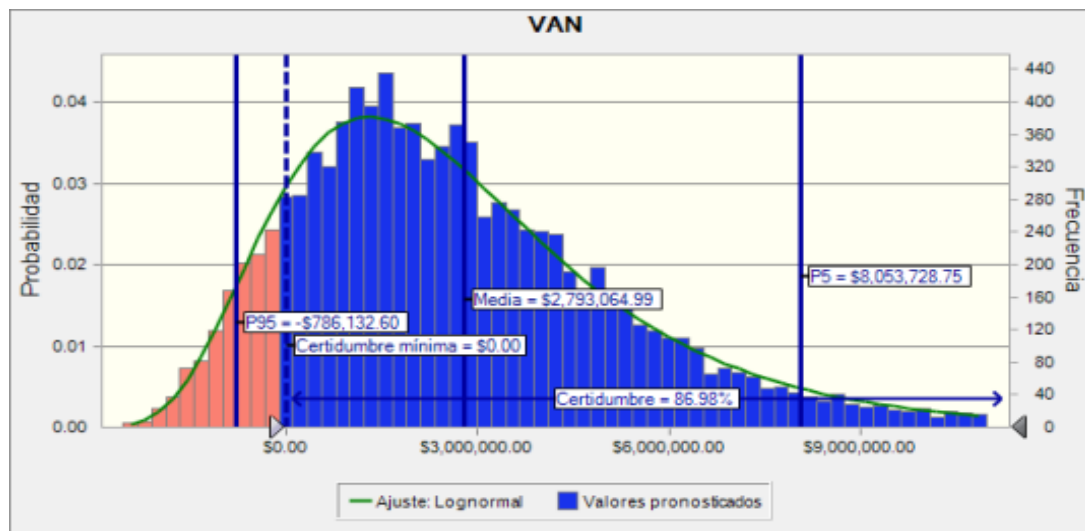
Percentiles:	Valores pronosticados
P100	74.1
P90	469.6
P80	613.0
P70	728.3
P60	830.4
P50	941.4
P40	1062.1
P30	1208.4
P20	1398.9
P10	1705.9
P0	7499.4

ANEXO 4

PRONÓSTICO DE VALOR PRESENTE NETO

Pronóstico: VAN**Celda: D48****Resumen:**

El nivel de certidumbre es 86.98%
El rango de certidumbre está entre \$0.00 y Infinito
El rango completo está entre -\$2,538,765.12 y \$37,031,352.67
El caso base es \$2,671,912.02
Luego de 10,000 iteraciones, el error est. de la media es \$29,181.34



Estadísticas:	Valores pronosticados
Iteraciones	10,000
Caso base	S/.2,671,912.02
Media	S/.2,793,064.99
Mediana	S/.2,268,561.21
Moda	---
Desviación estándar	S/.2,918,134.32
Varianza	S/.8,515,507,918,066
Asimetría	1.78
Curtosis	10.35
Coefficiente de variabilidad	1.04
Mínimo	-S/.2,538,765.12
Máximo	S/.37,031,352.67
Rango	S/.39,570,117.79
Error estándar de la media	S/.29,181.34

Pronóstico: VAN (continúa)**Celda: D48**

Percentiles:	Valores pronosticados
P100	-S/.2,538,765.12
P90	-S/.253,026.50
P80	S/.505,612.39
P70	S/.1,123,395.54
P60	S/.1,656,138.65
P50	S/.2,268,413.91
P40	S/.2,893,142.19
P30	S/.3,697,083.23
P20	S/.4,702,931.70
P10	S/.6,307,127.05
P0	S/.37,031,352.67

ANEXO 5

PRONÓSTICO DE LAS VARIABLES DE ENTRADA (SUPUESTOS)

Reporte de Crystal Ball - Supuestos

Ejecutar preferencias:

Cantidad de iteraciones ejecutadas	10,000
Velocidad extrema	
Monte Carlo	
Semilla	999
Control de precisión en	
Nivel de confianza	95.00%

Estadísticas de ejecución:

Tiempo total de ejecución (seg.)	2.22
Iteraciones/segundo (promedio)	4,512
Números aleatorios por seg.	18,047

Datos de Crystal Ball:

Supuestos	4
Correlaciones	0
Grupos correlacionados	0
Variables de decisión	0
Pronósticos	7

Supuestos

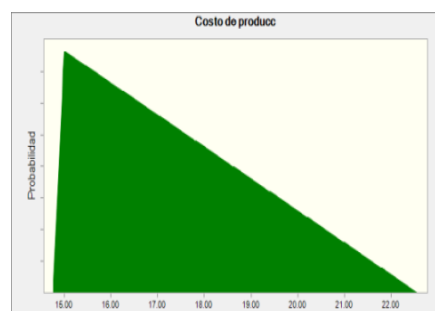
Hoja: [Proyecto de Tesis - Preforación de pozos de desarrollo]

Supuesto: Costo de producc

Celda: J8

Triangular distribución con parámetros:

Mínimo	14.76
Más Probable	15.00
Máximo	22.57

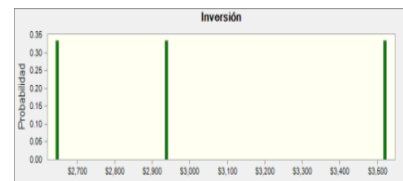


Supuesto: Inversión

Celda: O6

Personalizada distribución con parámetros:

Vinculado a: =Drill-Cost!U49:U51

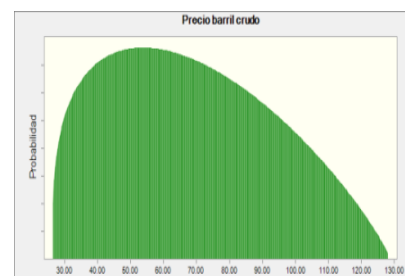


Supuesto: Precio barril crudo

Celda: O5

Beta distribución con parámetros:

Mínimo	26.21
Máximo	128.82
Alfa	1.313827942
Beta	1.859119614



Supuesto: Producción inicial

Celda: F5

Lognormal distribución con parámetros:

Ubicación	633.9
Media	1,089.0
Desv. Est.	362.6

